

6

ASPECTOS HISTÓRICOS DEL MODELO PETRÓLEO NORUEGO Y EL PROTAGONISMO DEL ESTADO EN EL PERÍODO 1960-2015

Sumario: Introducción, 1. El comienzo de la explotación petrolera y la construcción del modelo noruego, 2. La primera crisis petrolera y sus repercusiones, 3. Los años ochenta: de la segunda crisis del petróleo a la caída de precios del petróleo y sus efectos, 4. La consolidación del sector a partir de los años 90, 5. Características del sector petrolero en la actualidad, 6. Conclusiones, Referencias.

RESUMEN

Este trabajo muestra la configuración y los rasgos más relevantes del modelo petrolero noruego. El Estado noruego ha asumido un gran protagonismo en este sector, no solo mediante un complejo tejido regulatorio, sino también actuando como un productor a través de empresas públicas como Statoil o SDFI. El modelo noruego se ha basado en la protección de una industria incipiente mediante el uso de diferentes instrumentos como los privilegios otorgados a Statoil, el impulso a los suministradores locales o el papel del fondo soberano petrolero.

Palabras clave. Noruega, hidrocarburos, Estado.

ABSTRACT

This chapter outlines the configuration and the major features of the Norwegian oil model. The Norwegian State assumed prominence in this sector, not only by establishing a complex regulatory framework, but also by acting as an oil producer through state companies as Statoil or the SDFI. The Norwegian model was based on infant industry protection by using several tools, such as privileges granted to Statoil, the enhancement of local suppliers, or the creation of a sovereign wealth fund.

Key words. Norway, oil and gas, state.

¹ Departamento de Economía Aplicada I (Economía Internacional y Desarrollo), Universidad Complutense de Madrid.

Introducción

El modelo petrolero noruego ha sido objeto de elogios y a menudo ha sido presentado como ejemplo para países ricos en recursos naturales e inserción primario-exportadora. El modo en que el denominado modelo petrolero noruego combina capacidad reguladora, técnica y financiera y articula la actividad de los diferentes participantes en el mismo (Estado, empresas públicas, fondo soberano) ha sido con frecuencia tomado como modelo por países que afrontaban reformas en sus sectores petroleros, de Angola a Brasil o México. Para llevar a cabo este estudio, en primer lugar se analizará la puesta en marcha de la explotación petrolera en Noruega y a continuación se estudiarán los cambios provocados asociados a las dos crisis petrolíferas y acontecimientos posteriores. Finalmente, se examinará la consolidación del modelo noruego y sus cambios más recientes, para terminar con una sistematización de sus características actuales y las conclusiones.

1. El comienzo de la explotación petrolera y la construcción del modelo noruego

La exploración petrolera noruega es tardía. Todavía en los años cincuenta los geólogos eran escépticos respecto a la existencia de hidrocarburos en la costa noruega. En 1958 el Departamento Noruego de Geología envió un informe al Ministerio de Asuntos Exteriores que se encargaba de negociar durante la Convención de Ginebra las fronteras marítimas del país, expresando las nulas posibilidades de hallar carbón, petróleo o azufre en la denominada Plataforma Continental Noruega (PCN). Sin embargo, las expectativas de encontrar crudo en la costa del mar del Norte aumentaron tras el descubrimiento del yacimiento de Groningen en 1959 y los estudios que apuntaban a la existencia de reservas en el sur del Reino Unido. Por consiguiente, fue necesario sentar las bases de una legislación que regulase las actividades petrole-

ras. Así, lo primero que se hizo fue fijar los derechos legales sobre las aguas del mar del Norte, es decir, las fronteras y la propiedad de los recursos bajo el mar. El Real Decreto del 31 de mayo de 1963 proclamó la soberanía noruega sobre los recursos naturales submarinos y que toda licencia para su exploración y explotación tenía que ser otorgada por el rey, representado por el Gobierno (Noreng, 1980). Una vez determinada la soberanía nacional sobre los recursos naturales, las autoridades se dedicaron a crear un marco regulatorio para la exploración y explotación petrolera.

Hay que mencionar que desde su independencia en 1905 Noruega siempre destacó por la fuerte intervención del Estado en las actividades económicas, mediante las regulaciones y la participación directa. Un episodio representante de esta actitud es la regulación concesionaria de las compañías hidroeléctricas foráneas a inicios del siglo XX, que inspiró claramente a la industria petrolera (Cappelen y Mjøset, 2009). No obstante, la economía noruega carecía de conocimientos y medios para explorar y explotar hidrocarburos, por lo que era imprescindible involucrar al capital extranjero. Además, las primeras concesiones se otorgaron en un entorno internacional de precios bajos del crudo y la competencia de las autoridades británicas que también precisaban atraer inversionistas para desarrollar su sector *offshore* y que llevaban cierta ventaja debido a la presencia de BP y unas aguas más calmas y temperaturas más moderadas. Por tanto, el marco internacional obligó a las autoridades gubernamentales a ofrecer condiciones favorables a las petroleras privadas para que llevaran a cabo su actividad con un amplio grado de libertad (Nelsen, 1992). A la hora de elegir el sistema concesionario más favorable a los intereses nacionales, las autoridades disponían de varias opciones que se aplicaban en aquellos años.

Existían tres sistemas a la hora de adjudicar las licencias: i) *ad-hoc*; ii) mediante subasta; y iii) mediante decisiones administrativas. El primero supone una adjudicación directa discrecional y carece de cualquier competencia entre candidatos, mientras que los otros dos sí implican el con-

curso de varios candidatos. La subasta fue usada en EE UU, y tenía la ventaja de que el gobierno recaudaba fondos ya antes del comienzo de la explotación y estimulaba a las empresas a ser eficientes. En cambio, dicho modelo no satisfacía las necesidades ni de las autoridades noruegas ni de las inglesas, y quedó descartada porque les dotaba de un margen de maniobra escaso. Preferían anunciar primero el concurso con unos requisitos necesarios para las empresas que deseaban presentarse y decidir las adjudicatarias en función de sus proyectos propuestos y perfil. De este modo, las autoridades conservaban un control directo y era posible que todo tipo de empresas accediese a los campos ofertados, no solamente las financieramente más potentes (tabla 1).

Tabla 1: Sistemas para otorgar licencias.

	Ventajas	Inconvenientes
Subasta	Gobierno puede embolsar fondos antes del comienzo de la explotación. Incentiva a las empresas a ser eficientes.	Puede desincentivar la explotación de los yacimientos menos abundantes y atractivos. Tiende a excluir empresas más pequeñas con capacidad financiera y tecnológica limitada. En general, el control estatal sobre la actividad de las empresas es menor.
Decisiones administrativas	Permite a las autoridades ejercer un control directo sobre la actividad petrolera. Permite una competición entre las empresas antes de la asignación de licencias. Permite la explotación de campos más escasos, profundos o pequeños. Ofrece una oportunidad para empresas más pequeñas que no podrían competir en las subastas con empresas multinacionales con abundantes recursos financieros y técnicos.	No permite una recaudación inicial sustancial para el Estado. Si no se supervisa adecuadamente la actividad de las empresas, pueden incumplir las condiciones de la licencia. Se basa en decisiones burocráticas, por lo que puede dar lugar a favoritismos y retrasos.

Fuente: elaboración propia a partir de Noreng (1980) y Dam (1965).

En 1964 se concedieron las primeras licencias de reconocimiento pero solo se permitió realizar estudios geofísicos a las empresas. La primera ronda de licitaciones con licencias de exploración y producción tuvo lugar

entre abril y junio de 1965, en el que se ofrecieron 278 bloques en el mar del Norte por debajo del paralelo 62, y fue la ronda en la que más superficie se ofreció – un 15% de la PCN (Al-Kasim, 2006). Se adjudicaron 78 bloques para nueve grupos empresariales, la mayoría de los cuales acabaron en manos de empresas transnacionales (ETN) americanas y francesas, aunque las empresas noruegas también estuvieron representadas en 29 bloques. El gobierno no quería que el capital nacional se involucrase demasiado en el negocio petrolero debido a las incertidumbres sobre la existencia de reservas comercialmente explotables y la falta de acceso a divisas foráneas para realizar inversiones, pero empresas como las navieras Fred Olsen y Aker, y la hidroeléctrica Norsk Hydro mostraron interés en un sector prometedor (Engen, 2007).

Los bloques se otorgaron mediante concurso, no subasta, y se seleccionaba a las empresas que estaban dispuestas a llevar a cabo un programa de desarrollo específico en el bloque durante un plazo de seis años. Se tuvo en cuenta la fortaleza financiera y la experiencia previa de la compañía y su disposición a contribuir a la economía noruega mediante la contratación de bienes y servicios de formas locales, construir infraestructuras y emplear mano de obra nacional. En caso de hallar petróleo, podían tener derechos exclusivos sobre el volumen extraído, esto es, transformarlo, comercializarlo y exportarlo como deseaban, no tenían que entregar ningún porcentaje al Estado. A cambio, solo tuvieron que pagar tres tipos de gravámenes: el *royalty*, la tarifa sobre la superficie del bloque y el impuesto de sociedades que pagaban todas las empresas en función de sus ingresos netos y que era aproximadamente del 50%. Este sistema contractual de la primera ronda era prácticamente calcado del sistema inglés, establecido un año antes (Nelsen, 1992 y Dam, 1965).

Un acontecimiento que resultó decisivo fue el descubrimiento del primer yacimiento importante de la PCN: Ekofisk. Phillips localizó un pozo prometedor que contenía petróleo de alta calidad. Habría que esperar unos meses hasta que se determinó el tamaño del yacimiento y

éste acabó superando las expectativas. Cuando preguntaron a un ejecutivo de Phillips sobre los métodos utilizados para diagnosticar la ubicación del yacimiento, éste contestó rotundamente: “la suerte” (Yergin, 1990: 669). El hallazgo de Ekofisk no solo dio un gran incentivo para las petroleras para reevaluar sus análisis sísmicos y seguir llevando a cabo prospecciones –tanto en Noruega como el Reino Unido- sino también modificó radicalmente el enfoque mostrado por las autoridades en el sector. La estrategia dejó de ser la de “esperar y observar” (Andersen, 1993: 61) y dio paso a una política industrial activa.

El hallazgo de Ekofisk fomentó el interés de las autoridades noruegas por la posible participación estatal en esta industria prometedorra. En septiembre de 1970 el gobierno de coalición entre el Partido Conservador, el Partido del Centro y el Partido Democristiano, liderado por Per Borten, encargó a un comité especial elaborar un informe sobre cómo debía el gobierno involucrarse en el sector petrolero, poniendo énfasis en la creación de nuevos organismos administradores. El comité publicó sus recomendaciones en marzo de 1971, recogidos en el Libro Blanco n° 95, en el que abogaba por tres organismos estatales separados para gestionar el sector hidrocarburífero: en primer lugar, el Ministerio de Industria (a partir de 1978 el Ministerio de Petróleo y Energía, separado del Ministerio de Industria por la multiplicación de tareas concernientes al sector) se encargaría de marcar objetivos políticos, diseñar la legislación y el sistema de licencias, como lo había hecho en los años 60. Es decir, sería poseedor del poder legislativo. En segundo lugar, el ámbito puramente técnico estaría en manos de una directiva, que ofrecería recomendaciones al Ministerio sobre el ritmo de exploración y extracción óptima, las reglas de seguridad laboral, control de desechos y protección ambiental, y analizaría los datos de las prospecciones submarinas. Y, en tercer lugar, para la administración del interés comercial del Estado se debía constituir un holding estatal sin capacidad operativa. Se consideraba que era más razonable involucrarse en las actividades petroleras mediante *joint-ventures*. De este mo-

do el Estado no asumiría un riesgo excesivo en una industria que precisaba una tecnología avanzada y mano de obra bien calificada. La responsabilidad operacional recaería en la empresa privada que históricamente aguantó mejor la toma de riesgos y sería una solución más flexible y eficiente que la creación de una empresa petrolera nacional (National Oil Company, NOC) (Al-Kasim, 2006).

El gobierno de Borten estaba muy de acuerdo con la creación de dicho holding petrolero y consideraba que el actor más preparado para dicha empresa sería Norsk Hydro (Hydro en adelante). Se trataba de una empresa noruega establecida en 1905, cuyas actividades principales eran la generación de hidroelectricidad, la industria metalúrgica y química. Poseía accionistas franceses que le permitieron entrar en contacto con la industria petrolera gala y adquirir conocimientos técnicos relacionados para poder convertirse en uno de los actores principales de la PCN (Engen, 2007). En octubre de 1970 el gobierno adquirió el 51% de las acciones de Norsk Hydro, una operación no exenta de cierto secretismo (Lerøen, 2002).

Sin embargo, en marzo de 1971 el gobierno no laborista de Borten fue reemplazado por un gobierno laborista encabezado por Trygve Bratteli, que tenía una idea diferente sobre el interés comercial del Estado en el sector petrolero. El Ministerio de Industria recayó en Finn Lied, quien nombró como su mano derecha a Arve Johnsen, considerado como el padre de Statoil. En junio de 1970 Johnsen había presentado una memoria sobre los efectos socioeconómicos de los descubrimientos hidrocarbúricos en el Mar del Norte noruego y expresó que para que el país triunfase como nación petrolera eran necesarias dos condiciones: i) que los recursos petroleros y gasísticos extraídos en la PCN aterrizaran en suelo noruego; y ii) la creación de una empresa petrolera 100% estatal, una NOC.

La idea de Johnsen era fundar una empresa desde cero para ejercer control directo sobre el sector hidrocarbúrico pese al importante des-

embolso inicial y el riesgo asumido. Consideraba que los rendimientos futuros y directos serían sustanciales y que contribuiría no solamente para maximizar las rentas petroleras correspondientes al Estado, sino que sería una herramienta para poner en marcha la estrategia petrolera diseñada por las administraciones públicas, apoyar al tejido empresarial local, crear un entorno laboral más seguro y contribuir al desarrollo tecnológico. En 1971 Johnsen y Lied volvieron a presentar un documento titulado Libro Blanco nº 76, en el que expusieron la alternativa al holding estatal: una empresa 100 % pública, integrada verticalmente para controlar todas las fases del ciclo petrolero, independiente del Ministerio de Industria y con capacidad operativa. Finalmente el Gobierno laborista de Bratteli decidió apostar por su proyecto y también tuvo en cuenta la recomendación del comité de expertos, encargado por el gobierno previo, sobre la creación de una directiva que regulase los temas técnicos. Ambos aspectos quedaron recogidos en la Ley nº 113 del 17 de marzo de 1972. Según Lerøen (2007: 27): “sin la caída de la administración de Borten, Noruega probablemente nunca hubiese tenido una empresa petrolera de la talla de Statoil. El cambio de gobierno ofreció una oportunidad histórica que fue explotada por el Partido Laborista. Por otra parte, esto nutrió a reivindicaciones a largo plazo de que Statoil era el hijo verdadero del partido. No obstante, fue también el P. Laborista el que ofreció la mayoría necesaria para la privatización parcial del grupo en 2001”. Por su parte, Olsen (2014) cree que la idea de Borten no era seria y probablemente los propios conservadores habrían optado por una mayor participación estatal, sobre todo después del hallazgo de Statfjord.

El Gobierno comprendía que la única forma de tomar pleno control de la actividad hidrocarburífera era a través de una empresa creada desde cero con facultades operativas y que abarcase tanto la fase *upstream* como *downstream*, y de esta forma contribuyese al empleo de la fuerza laboral y proveedores nacionales, estimular el desarrollo regional y diversificar la economía. Se desconfiaba de un holding encabezado por Hydro, pues aunque éste fuese 51% pública a partir de 1970, “el

cambio de la propiedad empresarial no sería en sí suficiente para cambiar las dinámicas industriales, las fidelidades y la cultura inherente a ella” (Ryggvik, 2015: 9). Tampoco se confiaba en la totalmente privada Saga, creada en 1972 mediante la fusión de numerosas empresas pequeñas interesadas en el negocio petrolero¹. Adicionalmente, se puso énfasis en el carácter independiente de la empresa en relación al Ministerio, o sea, del gobierno. Este hecho fue un hecho atípico en el mundo petrolero, donde muchas veces los ministerios de energía eran directores de las NOC, pero en Noruega se prohibió esta doble función desde el accidente de la mina estatal de Spitsbergen de 1962 (Thurber e Istad, 2010). La desgracia cobró la vida de 21 personas y se asoció a una negligencia por parte del Ministerio de Industria y acabó con dos décadas de gobiernos laboristas ininterrumpidos.

El 14 de junio de 1972 fue fundada *Den Norske Statsoljeselskap A.S.*, traducido como “Empresa Petrolera Estatal Noruega”, que se tornó conocido por su nombre abreviado, Statoil, siendo Johnsen su primer director ejecutivo. Johnsen y Lied deseaban dotar a la nueva NOC de plena libertad, con el menor control estatal posible para que gozara de la misma flexibilidad que otras empresas privadas (Lerøen, 2002). Sin embargo, los partidos de la oposición no vieron con buenos ojos el proyecto faraónico de Johnsen por temiendo que la empresa adquiriese demasiado poder frente al gobierno y consiguiese manejar unos presupuestos propios en detrimento del proceso presupuestario general. Además, los conservadores y democristianos barajaban la hipótesis de la emergencia de un socialismo de Estado basado en hidrocarburos en el que el Partido Laborista aprovecharía su posición para asegurar los mejores puestos de Statoil para sus miembros.

En octubre de 1972 el Gobierno laborista de Bratteli dimitió tras el rechazo de la población noruega a entrar en la Comunidad Económica

¹ La fusión fue dirigida por el gobierno de Bratteli, pues vio con preocupación el surgimiento de un gran número de pymes atraídas por el negocio emergente pero sin experiencia alguna y carentes de recursos financieros y técnicos (Noreng, 1980).

Europea (CEE) y fue reemplazado por una coalición formada por el Partido Demócrata, el Partido del Centro y el Partido Liberal². El nuevo Parlamento instó a Statoil a presentar un informe anual con los datos principales en relación a sus proyectos, junto a un resumen financiero de sus actividades –aunque no estaba obligado a presentar todo su presupuesto para que lo aprobase el Parlamento para el año fiscal siguiente (Lerøen, 2002). Sin embargo, el escepticismo de los partidos no laboristas no desapareció, es más, creció conforme Statoil iba adquiriendo más privilegios y mayor tamaño.

En 1978 el Ministerio de Industria dejó de regular el sector y se fundó el Ministerio de Petróleo y Energía, que junto a Statoil y NPD formarían el “modelo petrolero noruego” triangular, aspecto fundamental en el singular modelo petrolero noruego Según Thurber, Hults y Heller (2011), la separación de funciones como en el modelo noruego puede mejorar el desempeño del sector petrolero de un país por las siguientes razones: i) el NOC puede ser capaz de, o incluso forzado a, centrarse en actividades puramente comerciales, lo que fomenta su desempeño operativo y puede incrementar la rentabilidad financiera del Estado; ii) la creación de entes reguladores o políticos independientes puede mejorar la capacidad del gobierno a supervisar y a fijar objetivos para el NOC y los otros agentes del sector; iii) los conflictos de interés se ven potencialmente reducidos- por ejemplo, el NOC tiene menos posibilidades de usar su poder regulatorio y político para ganar privilegios; y iv) el control del Estado sobre la política hidrocarburífera le da una posición más fuerte para evitar que el NOC obtenga exceso de influencia en otras instituciones. Estos tres organismos no solamente se coordinaron entre sí, sino con otros Ministerios, como el Ministe-

² La primera mitad de los años 70 se caracterizó por un panorama político agitado con alternancia de gobiernos laboristas y coaliciones no laboristas: entre 1970 y 1975 hubo cuatro gobiernos. Los laboristas y conservadores apostaron por la entrada de Noruega en la CEE pero el 5,35 % de los votantes lo rechazaron, siguiendo las recomendaciones del Partido Demócrata y el Partido del Centro, que gozaban un amplio apoyo entre la población rural (Gora, 2012).

rio de Medio Ambiente, el Ministerio de Asuntos Sociales, el Ministerio de Justicia o el Ministerio de Pesca.

Otro aspecto importante para comprender la naturaleza del modelo noruego en la adopción, en junio de 1971, de los llamados “10 Mandamientos Petroleros”, un conjunto de criterios para que el desarrollo de las actividades hidrocarburíferas beneficiase a toda la comunidad noruega. Fueron ideados por Rolf Hellem, portavoz del Partido Laborista en asuntos petroleros:

- 1) Se ha de garantizar la gestión y control nacional en todas las operaciones que lleven a cabo sobre la PCN.
- 2) Los descubrimientos hidrocarburíferos han de explotarse de tal forma que se minimice la dependencia de Noruega de proveedores de petróleo.
- 3) Nuevas actividades industriales han de ser desarrolladas a partir de la producción de crudo.
- 4) El desarrollo de la industria petrolera debe tomar en cuenta las actividades industriales ya existentes y la protección del medio ambiente.
- 5) Se prohíbe prender fuego al gas en la PCN, excepto en períodos de tiempo cortos y con fines evaluadores³.
- 6) El crudo procedente de la PCN debe desembarcar en el continente noruego, excepto en casos concretos en los que se precisa tomar otra solución por razones políticas.
- 7) El Estado ha de involucrarse en todos los niveles en la industria petrolera noruega y contribuir a la coordinación de la propiedad estatal sobre la PCN, así como crear una comunidad petrolera integrada con enfoque tanto nacional como internacional.
- 8) La empresa petrolera estatal debe establecerse para ocuparse del interés comercial del Estado y mantener una colaboración apropiada con compañías petroleras locales e internacionales.

³ Al inicio de la era petrolera muchos consideraban que el gas natural era un problema al dificultar la producción del petróleo —existían bolsas de gas por encima de los depósitos de petróleo— y simplemente se quemaba porque todavía no se había desarrollado una tecnología para explotarlo como fuente de energía (Lerøen, 2015).

- 9) Se ha de seleccionar un patrón de actividades al norte del paralelo 62 que refleje las condiciones sociopolíticas especiales existentes en dicha parte del país.
- 10) Los grandes hallazgos de crudo noruego podrían ampliar la política exterior de Noruega.

Según Lerøen (2010) los mandamientos se cumplieron ampliamente. Los que plantearon mayores desafíos fueron el sexto y el noveno. Los primeros barriles procedentes de Ekofisk y Frigg tuvieron que transportarse directamente a los mercados de exportación –Alemania y el Reino Unido- debido a la dificultad de construir tuberías que atravesasen la falla noruega de 360 metros de profundidad que se ubicaba entre los yacimientos y la costa noruega. Los oleoductos y gasoductos solo comenzaron a construirse a inicios de los años 80, marcando un gran hito técnico para Statoil. Respecto a las actividades petroleras al norte del paralelo 62, hay que destacar que solo se abrieron los bloques más allá de dicho paralelo en la quinta ronda (1980-82) pese a las protestas de los pescadores y grupos medioambientales y las prospecciones se aceleraron a partir de la segunda mitad de los años 80 para estimular la economía tras la caída de los precios del crudo en 1986 y la crisis bancaria que azotó al país a finales de esta década (Kristoffersen, 2014; Ryggvik y Kristoffersen, 2015).

2. La primera crisis petrolera y sus repercusiones

La escalada tan intensa de precios iniciada a finales de 1973 (en el marco de una nueva guerra entre Israel y sus vecinos árabes) y la crisis económica así desencadenada tuvo importantes consecuencias. En Norteamérica, Europa Occidental y Japón el aumento de los precios del petróleo y el embargo provocó una escasez de combustible, racionamiento, reducción de la jornada laboral, cierre de empresas, despidos, inflación y recesión. Para Noruega la crisis tuvo implicaciones positivas y negativas. En primer lugar, el país escandinavo no dependió

tanto de los hidrocarburos debido a la abundancia de la energía hidroeléctrica que proporcionaba casi el 100% de la energía para los hogares y la industria, aunque sí se necesitaba gasolina para el transporte. Sin embargo, un país abierto al comercio exterior como Noruega fue golpeado por la recesión de los socios comerciales de la OECD, especialmente el sector del transporte marino, los astilleros, la silvicultura y la industria manufacturera, que más contribuyeron a las exportaciones. No hubo un incremento dramático del desempleo, el PIB siguió creciendo tanto en términos nominales como reales gracias a una importante política contracíclica del gobierno, pero sí se registraron tasas de inflación de dos dígitos, los superávits fiscales de los 60 se transformaron en déficits y la deuda exterior alcanzó niveles récord.

Pero si nos centramos solamente en los efectos de la crisis petrolera sobre el sector hidrocarburífero, son claramente positivos con precios de 13-14 dólares/barril la explotación de los yacimientos *offshore* del mar del Norte se volvió comercialmente rentable en un abrir y cerrar de ojos. Además, la capacidad negociadora del Estado noruego se reforzó, lo cual se reflejó en tres aspectos: i) un incremento de la presión fiscal para las petroleras; ii) más privilegios para Statoil; y iii) requisitos más estrictos para las ETN en la concesión de las licencias durante las rondas de licitaciones. En este contexto, se produjeron tres importantes cambios en el sector: un nuevo marco fiscal, específico para el petróleo, el reforzamiento de la posición de Statoil y la fijación de nuevos requisitos para la licitación de nuevas rondas.

2.1. El establecimiento de un marco fiscal específico sobre el sector petrolero.

Ya en 1973 el gobierno pensó en la creación de un nuevo sistema fiscal sobre petróleo para incrementar la participación del Estado en los beneficios producidos por el incremento del precio del petróleo en los mercados internacionales. En vez de un cambio drástico de las condiciones, se optó por la introducción de un impuesto especial sobre el

sector y la fijación de un “precio norma” para calcular la base imponible y evitar que las empresas de un mismo grupo corporativo usasen los precios de transferencia para maquillar las cuentas y declarar menos beneficios. La justificación de la introducción de esa tasa especial era permitir que el Estado captara la renta económica generada por un recurso escaso no renovable, propiedad del Estado noruego. Debido al incremento extraordinario del precio del petróleo, las empresas petroleras conseguían beneficios extraordinarios y las capturas estatales eran proporcionalmente mucho menores, por lo que se deseó introducir cierta progresividad en el sistema fiscal sobre hidrocarburos (Jansen y Bjerke, 2011).

En principio, el Gobierno noruego decidió fijar el tipo especial sobre actividades hidrocarburíferas en un 40%. Esta medida provocó el rechazo y protestas entre las ETN, puesto que ya estaban sujetos a un impuesto de sociedades de un 50,8 %, y en conjunto los dos impuestos hubiesen supuesto un tipo marginal del 90,8 % (Noreng, 1980). Ante las amenazas de salida de las petroleras, el gobierno retiró la propuesta pero mantuvo la propuesta del impuesto especial que finalmente se fijó en un 25 % y el gobierno se reservó el derecho de modificarlo cada año según la coyuntura económica. En 1975 se aprobó la nueva Ley Fiscal sobre Actividades Petroleras que ha sufrido ciertas modificaciones a lo largo de las décadas pero su esencia se mantiene hasta hoy en día (Osmundsen, 2009). Sus aportaciones fueron:

- El mencionado impuesto especial sobre actividades petroleras (IEAP) que en 1975 se fijó en el 25% aplicable al beneficio neto después de pagar el impuesto general (IS) del 50,8% y los *royalties*. Por tanto, el tipo marginal era de $IS+IEAP= 50,8\% + 15\%= 75,8\%$.
- Se introdujo una deducción especial para la base imponible del impuesto especial llamado “estímulo” (*uplift*), equivalente al 10% del valor de los costes de producción e instalación d oleoductos durante un período de 15 años.

- Para mitigar el efecto de unos tipos impositivos tan altos sobre el sector se fijó un sistema de amortización más favorable para la industria: los costes del capital invertido se podían amortizar de forma lineal en tan solo 6 años.
- Se estableció el sistema de “precio norma” (*norm-price*) o “precio regulado” para calcular la base imponible. Su afán no era recaudatorio, sino el control de las empresas que hacían artimañas con los precios de transferencia. Este precio se calcula a base de las cotizaciones del crudo en los mercados internacionales cada día (Jansen y Bjerke, 2011).

2.2. Posición privilegiada de Statoil.

La conversión de Statoil en una empresa plenamente operativa debía empezar desde cero, sin ingresos ni experiencia. Su primer paso estratégico fue asegurar el control de los bloques más prometedores. Desde la tercera ronda de negociaciones (1974-77) Statoil logró recibir automáticamente un 50 % de participación en todos los bloques, que podía incrementar hasta 70-80 % después de que el bloque haya sido declarado comercialmente explotable (el llamado privilegio *sliding-scale*). Adicionalmente, Statoil no tuvo que poner ni una corona en concepto de costes de exploración, sino que eran las empresas extranjeras las que habían de soportarlos y asumir el riesgo inherente (el principio de *carried-interest*), un privilegio que implicó un ahorro sustancial.

Un proyecto arriesgado pero exitoso que contribuyó a reforzar la posición de Statoil fue el sistema de tuberías para el transporte de petróleo y gas, llamado Statpipe. Con el proyecto de conducir los hidrocarburos directamente al suelo noruego, Statoil contribuyó al cumplimiento del sexto mandamiento petrolero. Debido a la presencia de la falla entre los yacimientos y la costa nacional, las ETN consideraron más fácil transportar lo producido en Ekofisk y Frigg directamente a los mercados europeos mediante buques y/o usando el sistema de oleoductos Norpipe que distribuía hacia Alemania y Reino Unido, ya que Noruega utilizaba una mínima parte de lo extraído para el refino (Ryggvik, 2010). Cuando comenzó el desarrollo de Statfjord Statoil pensó en convertir en realidad el transporte directo de los hidrocarburos

ros a Noruega y diseñó un sistema de tuberías que atravesaran la fosa y llevaran las materias primas a Stavanger y a Kårstø, donde se procesarían y luego transportarían a Ekofisk para conectar ya con el sistema Norpipe. El proyecto se completó en 1983 sin grandes retrasos y se ha ido extendiendo hasta alcanzar 906 km en la actualidad (Gassco, 2016).

Según Thurber e Istad (2010) el incremento de la influencia Statoil trajo consigo una serie de innovaciones ambiciosas en el sector *offshore* que la empresa privada no hubiese atrevido a realizar, a costa de asumir un riesgo alto y la escalada de costes⁴. Fue facilitado por una financiación generosa por parte del Estado, que le permitía tener pleno control sobre sus presupuestos y acceder al capital público cuando lo necesitaba, por lo que el Estado se transformó no solamente en propietario y regulador de la esfera petrolera, sino también en empresario (Austvik, 2012).

Al mismo tiempo, los privilegios enumerados anteriormente no se aplicaron de igual forma a Hydro y Sga, quienes desde los años 70 demandaban un marco regulatorio que les permitiese competir con Statoil en igualdad de condiciones por los bloques (Ramm, 2009). Las ETN se quejaban del favoritismo de Statoil que poseía un mínimo del 50 % de la propiedad en casi todos los grupos licenciatarios, lo que le otorgaba el poder de veto. Según un gestor de Mobil, con quien Statoil compartía Statfjord, “cooperar con Statoil era como ir a la cama con un elefante” (Lerøen, 2002:145).

⁴ Como el mencionado Statpipe, la ampliación de la refinería Mongstad, la introducción de la tecnología avanzada de recuperación en Statfjord y Gullfaks, la licuación del gas en Snøhvit, etc.

2.3. Nuevos requisitos en las rondas de licitaciones: la llamada “norueguización” de la actividad petrolera.

Durante los cinco primeros años las primeras operadoras, Phillips, responsable por Ekofisk, y Elf, operadora de Frigg, siguieron confiando en sus proveedores estadounidenses y franceses bien conocidos, como Santa Fe, Rowan y Zapata. La implicación de las compañías noruegas era mínima y se reducía a actividades técnicamente poco sofisticadas, como levantar torres de hormigón reforzadas con acero, que servirían como pies para las primas plantas petrolíferas denominadas *Condeep*⁵ (Ryggvik, 2015). No obstante, Engen (2007) considera que fue una innovación puramente noruega capaz de adaptarse a las condiciones geológicas y climáticas adversas del mar del Norte y que permitió la participación de las empresas locales ya poseedoras de experiencia en el levantamiento de diques y presas para las centrales hidroeléctricas. Además, las operadoras presentes en la región británica del mar también encargaron este producto a las firmas noruegas. Así en 1973 el contenido local fue de un 20% en Ekofisk y un 28% en Frigg (Engen, 2007).

Sin embargo, los actores locales se seguían enfrentando a serias barreras de entrada en las fases más avanzadas de la cadena de producción, debido a la presencia de grandes inversiones en I+D, patentes, capital tecnológico, mano de obra formada y economías de escala en esta industria. Para crear una industria *offshore* doméstica era necesario que las empresas noruegas aprendiesen el *know-how* de los proveedores internacionales, por lo que las autoridades noruegas trataron de firmar unos acuerdos tecnológicos con los socios extranjeros y persiguieron una estrategia de “norueguización” del sector a través del fomento del contenido local (Heum, 2008). Se trató de una serie de medidas orientadas a la protección de la industria naciente y, por ende, se las consideró proteccionistas. En 1972 el Ministerio de Industria hasta creó una

⁵ Condeep (*concrete deep water structure*) es un tipo de base de gravedad para las plataformas petrolíferas construida de hormigón reforzado con acero que se inserta en el suelo submarino.

Oficina de Bienes y Servicios destinada a supervisar el proceso de contratación y adquisición de las empresas petroleras.

Las intenciones proteccionistas ya podían vislumbrarse en el apartado 54 del Real Decreto del 8 de diciembre de 1972: “En casos donde los bienes y servicios noruegos sean competitivos en calidad, servicio, tiempo de entrega y precio, éstos deben ser utilizados”. Dicho artículo fue bien recibido por los astilleros y navieras noruegas, como Aker y Kvaerner, inmersos en una crisis debido a la recesión del mundo occidental y el incremento de la competencia por parte de las compañías asiáticas y veían al sector petrolero como un nicho de mercado alternativo (Tenold, 2000; Karlsen, 2015). Durante la segunda y tercera ronda concesionaria ya estaban incorporados unos acuerdos de formación de personal noruego procedente de las administraciones públicas y firmas petroleras noruegas, pero en la cuarta y quinta ronda los acuerdos se destinaron hacia la comunidad científica y la industria (Hansen, 1999).

Pero las exigencias de contenidos mínimos locales no fueron incorporadas en los requisitos para concesiones hasta la cuarta ronda de licitaciones (1978-79). En dicha ronda se repartieron bloques localizados en aguas profundas donde se necesitaba un esfuerzo considerable en materia de I+D. El Libro Blanco nº 53 (1979-1980) expresó que se añadían condiciones adicionales para las empresas foráneas que desearan optar por licencias futuras: i) uno era el empleo de contenido local y para ello se incentivaba a las empresas a publicar el porcentaje que constituían las entregas de bienes y servicios noruegos en sus operaciones; y ii) el segundo consistió en una serie de acuerdos tecnológicos referentes a la inversión en I+D que las empresas extranjeras estaban dispuestas a llevar a cabo en colaboración con compañías e instituciones de investigación y universidades noruegas. Los objetivos del Ministerio eran alcanzar un 28% de contenido local en 1975, un 42% en 1976 y un 62% en 1978 (Al-Kasim, 2006).

Los acuerdos tecnológicos presentaron cuatro variantes (Hansen, 1999):

- i) Acuerdo del 50%. El operador o el asistente técnico se comprometía a realizar el 50% de sus inversiones relativas a un bloque concreto en Noruega. Estos acuerdos fueron firmados por todas las operadoras y algunos campos como Troll o Draugen excedieron considerablemente el 50%.
- ii) Acuerdo de dinero en efectivo (*cash agreement*). El licenciatario acordó llevar a cabo proyectos de I+D en Noruega durante un tiempo específico por una cantidad de dinero determinada. No se asoció a un bloque concreto como en el caso anterior.
- iii) Acuerdo de buena voluntad (*goodwill agreement*). Mediante este acuerdo la empresa foránea expresó su deseo de realizar inversiones en I+D en suelo noruego de forma voluntaria, sin obligaciones legales y por cantidades que consideraba oportunas. Mientras que los acuerdos anteriores se referían a campos de explotación, los de buena voluntad hacían referencia a proyectos futuros.
- iv) Acuerdo de cooperación institucional. Se firmaba entre una empresa petrolera extranjera, petroleras noruegas e institutos de investigación en campos no directamente relacionados con la actividad hidrocarburífera, sino otras industrias para generar innovaciones y crear empleos.

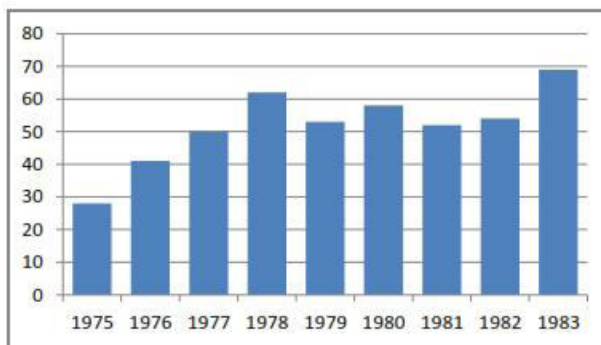
Adicionalmente, la inversión en I+D fue incentivada por una fiscalidad que permitía deducirla de la base imponible de forma inmediata, lo que era reseñable teniendo en cuenta que el tipo marginal era del 75,8% para las petroleras entre 1975-80 y subió hasta el 85,8% entre 1980-86. En cuanto a las ETN, aceptaron las condiciones impuestas por las autoridades noruegas de este proceso de norueguización: tanto los privilegios de Statoil, la subida de impuestos, los compromisos en I+D, como la contratación de proveedores locales. Según Nelsen (1991: 43): “Los licenciatarios del Mar del Norte escaseaban en un mercado de vendedores. La revolución de la OPEP no solo llevó a las empresas a huir aún más frenéticamente hacia los productores seguros en territorios amigos, sino también incrementó el atractivo de los depósitos con alto coste de extracción del mar del Norte de la noche a la mañana.

Los Estados del Mar del Norte podían ahora subir impuestos sin el riesgo de un éxodo masivo de la plataforma continental”.

Efectivamente, mientras que las petroleras internacionales fueron expulsados de Oriente Medio o reducidos a unos meros prestadores de servicios para las NOC, en Noruega con aceptar las condiciones del gobierno noruego y pagar sus impuestos podían hacer lo que les diese la gana con la parte del crudo que les pertenecía y obtener unos beneficios jugosos en un mercado de altos precios (Turner, 1978). Según Nelsen (1991) y Ryggvik (2015) el actor más decisivo para la “norueguización” de la industria fue Statoil, que aportaba contratos rentables y técnicamente exigentes como fue el caso de Statfjord, donde Johnsen pidió los servicios de Norwegian Petroleum Consultants , una forma resultante de la fusión de empresas pequeñas en 1977.

De acuerdo con Ryggvik (2013), la política de fomento del contenido local había dado sus frutos como queda reflejado en el gráfico 1. Mientras que en 1975 el contenido local en el desarrollo de campos no llegó al 30%, en 1978 fue del 62%, gracias al desarrollo del campo de Statfjord, luego bajó ligeramente y alcanzó su cénit en 1983 con casi un 70%. La plataforma Gullfaks A contó con un 80% de contenido noruego. Sin embargo, después de 1984 el Ministerio de Petróleo y Energía dejó de publicar los ratios de contenido local primero porque consideraba que las ETN inflaban artificialmente su valor para poder beneficiarse en las siguientes rondas concesionarias, y segundo porque el Ministerio había sido acusado de demasiado proteccionista.

Gráfico 1. Porcentaje de contenido local noruego en el desarrollo de campos hidrocarburíferos, 1975-1983.



Fuente: Ryggvik (2013: 53).

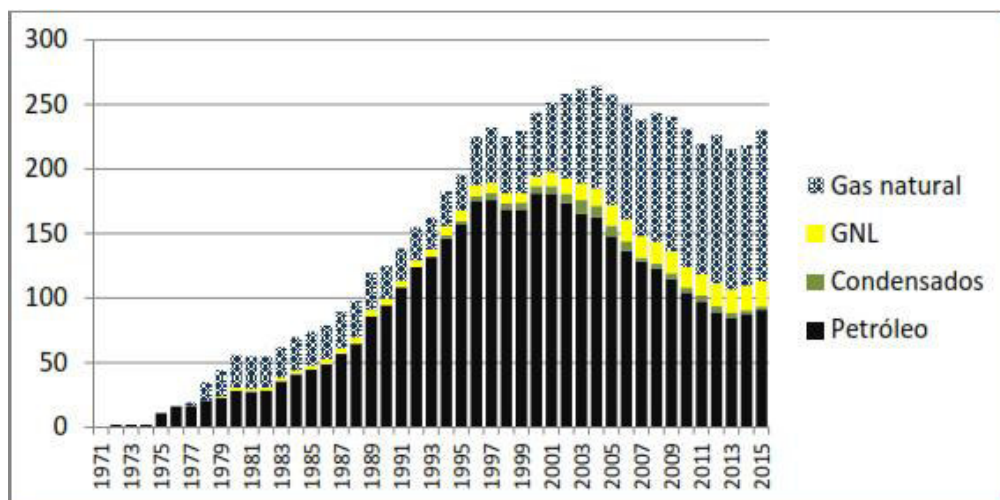
El modelo concesionario noruego postcrisis del petróleo inspiró claramente a los británicos: en 1975 crearon una NOC denominada British National Oil Company (BNOC) con derecho a tener una participación del 51 % de cada nueva licencia sin tener que asumir los costes exploración y con capacidad operativa en varios bloques prometedores; se introdujo un impuesto especial sobre actividades petroleras e incentivos para que las empresas petroleras contrataran a los servicios de proveedores británicos (Nelsen, 1992; Andersen, 1993). No obstante, BNOC nunca llegó a desempeñar la misma función que Statoil, de hecho no fue más que “una empresa sobre papel” (Ryggvik, 2010: 40-41).

3. Los años ochenta: de la segunda crisis del petróleo a la caída de precios del petróleo y sus efectos

La segunda crisis petrolera favoreció a la economía escandinava. Los precios sufrieron una escalada aún más brusca que en 1973, situándose entre 27 y 37 dólares/barril entre 1980 y 1985. Para Noruega era el momento idóneo pues el alza coincidió con el comienzo de la produc-

ción en varios campos cruciales: Eldfisk (agosto 1979), Statfjord A (noviembre 1979), Edda (diciembre 1979) y Frigg (1981). El período 1979-85 también corresponde con un incremento importante de la producción: mientras que entre 1971-77 la producción solo de incrementó desde 0,35 a 19 millones de Sm³ de equivalentes de petróleo⁶, en 1985 ya se extrajeron 74 (gráfico 2). Otro cambio importante fue el comienzo de la producción de gas natural y su licuefacción, que entre 1971-77 apenas existía. El sector petrolero comenzó a representar una parte cada vez mayor de los agregados macroeconómicos: su contribución al PIB pasó del 3% al 17% entre 1977 y 1985; fue responsable del 12% de las exportaciones en 1977, mientras que en 1985 ya del 38%; y fue responsable del 21% de los ingresos del sector público en 1985, mientras que en 1977 solo del 4% (gráfico 3).

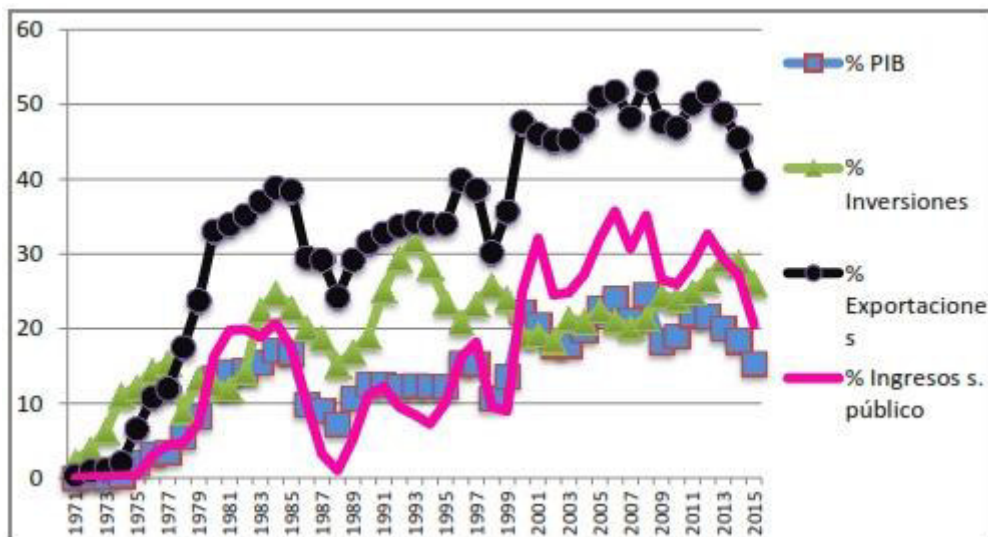
Gráfico 2. Producción anual de hidrocarburos en Noruega en millones de Sm³ de equivalentes de petróleo, 1971-2015.



Fuente: Norskpetroleum.

⁶Un Sm³ de petróleo equivale a 6,29 barriles de petróleo o 0,84 toneladas (consultar NPD 2010: 48).

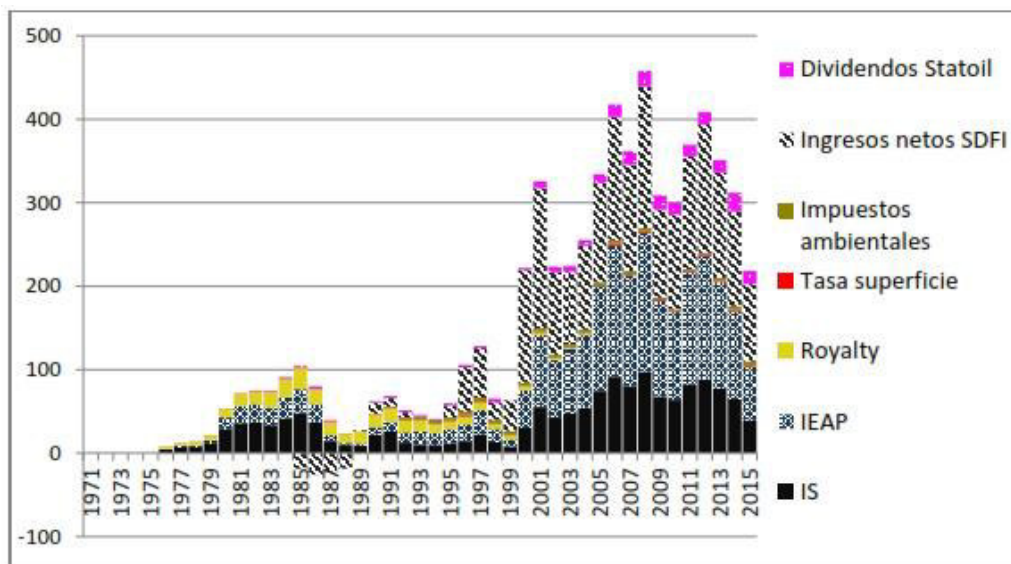
Gráfico 3. Contribución del sector petrolero al PIB, al nivel de inversión, al valor de las exportaciones y a los ingresos del sector público, en %, 1971-2015.



Fuente: Norskpetroleum.

La capacidad de negociación del Estado se vio reforzada de nuevo ante la multiplicación de los precios del crudo y el Gobierno decidió modificar el sistema fiscal del sector petrolero en 1980 mediante una subida de los impuestos y reducción de las deducciones. El tipo del IEAP subió del 25% al 35%, lo que elevó el tipo marginal que debían pagar las petroleras al 85,8% si sumamos el tipo del IS general. Se redujo la deducción especial sobre la base imponible del IEAP (*uplift*): antes se permitía deducir el 10% del valor de las inversiones en la industria durante 15 años, tras 1980 ya solo el 6,67%. Esta reforma, junto al incremento de los precios internacionales y el comienzo de la producción en yacimientos importantes permitió al Estado subir progresivamente la recaudación impositiva procedente de las actividades petroleras hasta alcanzar 103 miles de millones de coronas noruegas (NOK) en 1985 (Gráfico 4).

Gráfico 4. Flujo neto de caja del Estado procedente de actividades hidrocarburíferas y sus componentes, en miles de millones de NOK de 2015, 1971-2015.



Fuente: Norskipetroleum.

Las autoridades decidieron acabar con el ritmo tan lento de licitación de bloques que caracterizó la tercera ronda y aceleraron el ritmo de ofertas para dar incentivos a las ETN –disgustados tras el reparto del “Bloque de Oro” solo entre compañías noruegas en 1978- y estimular el desarrollo de los campos. Por tanto, se convocaron rondas de licitaciones a ritmo casi anual, aunque el número de bloques no fue demasiado alto.

Hasta 1977 cada propietario de un campo de gas vendía al comprador de forma individual, como sucedió en Ekofisk y Frigg. Entre 1977 y 1986 fue Statoil el que se encargó de negociar los contratos de venta en nombre de las empresas licenciatarias en los yacimientos de Statfjord, Heimdal, Gullfaks, Sleipner y Troll. La prioridad de las auto-

ridades noruegas fue la explotación del petróleo en los años 70 y 80 pero no del gas, excepto si consiguiesen un precio suficientemente alto y un contrato a largo plazo para cubrir los costes de desarrollo de campos gasísticos y la construcción de gasoductos (Austvik, 2009). Los primeros contratos importantes de venta de gas llegaron a principios de los años 80 cuando se juntaron varios factores a favor de la alta demanda de gas noruego, como la convulsión en Oriente Medio o las presiones de Reagan para que los países europeos compraran gas noruego en detrimento del gas exportado por la URSS (Austvik, 1993). En este contexto, Statoil logró firmar acuerdos de venta de gas con empresas de la RFA fijando unos precios prácticamente a la par con los del petróleo.

3.1. La pérdida de poder de Statoil.

El incremento de los precios del petróleo y el inicio de la explotación de varios campos en los que Statoil tenía al menos el 50% de propiedad incrementaron sustancialmente sus ingresos netos, lo que permitió reinvertirlos en proyectos cada vez más ambiciosos, ya no solo en el ámbito *upstream* sino también *downstream* – como la compra y ampliación de la refinería de Mongstad o la adquisición de una red de gasolineras en Suecia y Dinamarca. Ryggvik (2013: 68) señala que “con la mayoría de propiedad en todas las licitaciones después de 1972, Statoil pronto habría generado tantos ingresos que hubiese podido actuar como el Ministerio de Finanzas del país entero”. Según Richardson (1981), Statoil tenía un gran incentivo para reinvertir sus beneficios en proyectos costosos a largo plazo, ya que no tenía que canalizarlos hacia los presupuestos estatales. Además, pese al incremento de funcionarios en el Ministerio de Petróleo y Energía, éstos no tenían suficiente capacidad para controlar las operaciones de la NOC y estaban de cierta forma “colonizados” por Statoil (Lie, 2011: 41), en el sentido de que dependían de ella si deseaban el desarrollo del sector petrolero nacional. Statoil también contaba con el apoyo de los proveedores de bienes

y servicios nacionales y las autoridades municipales de ciudades que se habían beneficiado de la actividad, por lo que las barreras al desarrollo de actividades de Statoil habrían perjudicado al empleo y tejido productivo local. Tras los primeros diez años de vida de Statoil, caracterizados por tremendos éxitos, surgió una creencia de invencibilidad dentro de la empresa (Gordon y Stenvoll, 2007). Aunque también surgieron críticas sobre la acumulación de poder por parte de Statoil, el más destacado de ellas fue quizás el libro de Terje Osmundsen, titulado *Gjøkungen. Skal Statoil Styre Norge?* (“Polluelo de cuco. ¿Debe Statoil dirigir Noruega?”), en el que compara a Statoil con un polluelo de cuco que parasita en el nido de unos padres adoptivos y crece demasiado. Se extendió la idea de que Statoil se estaba convirtiendo en una entidad demasiado poderosa entre los miembros del Partido Democristiano y Partido del Centro y reforzó los temores que ya barajaban los conservadores en el momento de fundación de Statoil.

Tras las elecciones de octubre de 1981 se formó un gobierno conservador encabezado por Kåre Willoch, quien opinaba que “Statoil se haría tan poderoso que sus directivos intentarían controlar al gobierno en temas de política hidrocarburífera, en vez de dejar al gobierno controlar Statoil. Es normal que el director ejecutivo de Statoil diga que todo lo que beneficia a Statoil beneficia al país. Pero el gobierno debe tener un enfoque más extenso, precisamente para proteger al interés nacional” (Lerøen, 2002:156). La fundación del SDFI en 1984 fue una solución puramente noruega. Se trata de un holding estatal sin capacidad operativa pero que posee una gran cantidad de campos⁷ en los que asume las inversiones y gastos corrientes que salen de los presupuestos del Estado —que, por tanto, sí asume riesgo— e ingresa dinero por la venta de hidrocarburos que también se canalizan a las arcas públicas. El encargado de gestionar los activos del SDFI como operadora seguía siendo Statoil hasta su privatización parcial en 2001, seguía extrayendo

⁷ En 1984 la amplia mayoría de campos cuya propiedad Statoil perdió estaban sin desarrollar.

y vendiendo el crudo en nombre del Estado, por lo que no perdió su influencia técnica. Por tanto, aunque los conservadores desconfiasen del poder de la NOC, no llevaron a cabo una privatización como sucedió con el gobierno conservador de Thatcher. Todo lo contrario, los conservadores noruegos aumentaron el control directo del Estado sobre la industria hidrocarburífera y también la asunción del riesgo de la volatilidad de los precios crudo, lo que quedó reflejado tras la caída de los precios del crudo en 1986. Según Lie (2011) la reducción del tamaño de Statoil fue una vuelta a la tradición de la política industrial noruega de impedir la excesiva centralización del poder en una sola empresa.

3.2. La caída de los precios del petróleo de 1986.

Los precios del petróleo alcanzaron su cénit (hasta ese momento) en 1981 con un precio próximo a los 40 dólares/barril y se mantuvieron en torno a los 27-35 dólares entre 1982 y 1985 gracias al control de producción de la OPEP. Pero los altos precios eran un arma de doble filo para los productos de Oriente Medio, pues como consecuencia de ello iban perdiendo cuota de mercado a favor de nuevos productores fuera de la OPEP (Parra, 2004). Los países del cártel intentaron regular el mercado aplicando cuotas de producción para cada miembro pero la guerra entre Irán e Irak, dos de sus miembros, mermaron la viabilidad de la mediada y plantearon serias dudas sobre la unidad de la organización. Su cuota de 1985 bajó a poco más del 23%, frente al 43% correspondiente a 1979 y al 51% alcanzado en 1974 (Gately, 1986). En contra de la OPEP actuaban los gobiernos de Reagan y Thatcher, cuyas políticas se decidieron directamente para debilitar al cártel y recuperar el dominio anglosajón en los mercados. Incentivaron a otros gobiernos a desarrollar con rapidez su industria para desplazar el petróleo producido en Oriente Medio –tanto a Noruega como la URSS de Gorbachov, que necesitaba divisas ante los signos de debilitamiento de la economía planificada (Palazuelos, 2011). Ello generó una sobreoferta

en los mercados internacionales y la consecuente caída de precios. El cártel se sintió molesto con su pérdida de mercado y en una relación de ministros de Petróleo y Energía en diciembre de 1985 decidieron reducir drásticamente los precios, que cayeron drásticamente desde los 27 dólares/barril en 1985 hasta los 14 dólares en 1986 y se mantuvieron en una franja de 15-22 dólares durante más de una década. De esta forma la OPEP demostraba su influencia en el mercado.

El problema fue que los altos precios del período 1973-85 fueron interpretados tanto por los gestores de Statoil como por los políticos noruegos como eternos (Austvik, 1991; Al-Kasim, 2006), al igual que en el resto del mundo occidental (Lynch, 1992). Además, la caída fue exacerbada por la depreciación del dólar entre en el que se realizaban la compraventa de hidrocarburos, por lo que el valor de las ventas convertidas a NOK sufrió una caída del 50% (Claes, 2002a), impactando sobre los beneficios de Statoil.

Como se aprecia en el gráfico 3 el sector petrolero en tan solo un año perdió gran peso tanto en PIB, del 18% al 10%, como las exportaciones, del 38% al 30% y su importancia siguió cayendo hasta 1988. Pero donde mayor fue el desplome fue en los ingresos públicos y la razón no solamente se halla en la caída de los precios y la depreciación del dólar, sino también por los elevados costes de desarrollo de Gullfaks o Troll, a cargo del Estado mediante el SDFI: como se observa en el gráfico 4 los ingresos relativos al SDFI fueron negativos entre 1985-1988 y casi superaron la recaudación de impuestos sobre actividades hidrocarburíferas en 1987 y 1988, pues el flujo neto de caja fue de tan solo 17,2 y 5,5 miles de millones de NOK, respectivamente. También influyó la reforma fiscal mediante la cual las autoridades bajaron los tipos de los impuestos para estimular la actividad petrolera. A pesar de la caída de la cotización del petróleo, la producción no paró en la PCN, sino que siguió creciendo ininterrumpidamente, lo que alivió de cierta forma los ingresos de las empresas y las cuentas públicas (gráfico 2). La caída de los precios del petróleo también impactó sobre el resto de la

economía noruega y coexistió con una crisis inmobiliaria-financiera y una política monetaria contracíclica a finales de los 80.

Esta caída de precios demostró que el desarrollo de la industria petrolera no solo ofrecía beneficios, sino también estaba plagado de riesgos. Hasta entonces Noruega se había beneficiado de la estrategia de la OPEP sin pertenecer a ella, como un *free-rider*, pero a partir de 1986 tuvo que convivir con la incertidumbre de los mercados. El negocio hidrocarburífero dejó de ser visto como una fuente de ingresos extraordinarios y fue considerado como un sector normal con márgenes de beneficio normales, por lo que las autoridades podían permitir prescindir de los aspectos regulatorios más estrictos (Claes, 2002a). El gobierno había perdido poder de negociación frente a las empresas extranjeras y comprendió la necesidad de cooperación entre lo público y lo privado para progresar en un marco económico de bajos precios y una OPEP incapaz de estabilizar los niveles de producción (Andersen y Arnestad, 1990). Tras una década de los 70 caracterizada por una tendencia de nacionalizaciones, muchos países decidieron privatizar sus industrias petroleras (Reino Unido, Canadá) o emprendieron reformas liberalizadoras (Wolf y Pollitt, 2008) pero Noruega seguía manteniendo el control público mediante el SDFI y Statoil durante los 90, aunque eliminó los privilegios de Statoil y de las empresas nacionales.

En 1986 se redujo el tipo del IEAP al 30% y se decidió no aplicar *royalties* a los nuevos campos licitados. El sistema de amortización se aceleró puesto que permitió amortizar las inversiones el mismo año en el que fueron realizados y no solamente desde que se pusieran en uso. También se eliminó el sistema de *carried-interest* que había favorecido a Statoil y también su derecho al *sliding-scale*. De esta forma Statoil tuvo que competir con las demás empresas en las rondas de licitaciones como un candidato más y hacerse cargo de los costes de exploración, aunque en sus quince años de existencia había acumulado experiencia y recursos financieros suficientes para seguir siendo el actor clave en la PCN. Adicionalmente, en la undécima y duodécima rondas de licita-

ciones las empresas extranjeras recibieron una participación mayor en los bloques en comparación con las rondas previas y se les otorgó la operatividad en más bloques: en la undécima se concedió la operatividad de ocho bloques a ETN de 22 y en la duodécima 10 de 16 (Ryggvik, 2013).

En 1986 se aprobó un nuevo marco de venta de gas con la fundación del Comité Negociador de Gas (*Gassforhandlingsutvalget*-GFU en adelante), que centralizó la venta de gas. Ya no solo fue Statoil quien negociaba los contratos gasísticos, en el GFU también participó Hydro y Saga, pero las empresas foráneas quedaron excluidas. Su objetivo era reforzar la capacidad negociadora de Noruega frente a los grandes ETN de Europa continental como Ruhrgas, Gasunie o GDF que operaban como un consorcio, formando un monopsonio, y evitar una competencia entre empresas gasísticas en territorio noruego que pudiese desencadenar un aumento de la oferta y caída de precios (Austvik, 2009). En 1993 se creó el Comité de Oferta de Gas (*Forsyningsutvalget* -FU) como órgano consultor del GFU que incluía también a empresas extranjeras. Pero su finalidad era más bien técnica y consultiva, la última palabra la tuvo Statoil, Hydro y Saga. Dicha marginación de las empresas no noruegas chocaría con la legislación adoptada cuando Noruega ingresara en el Espacio Económico Europeo (EEE) en 1994.

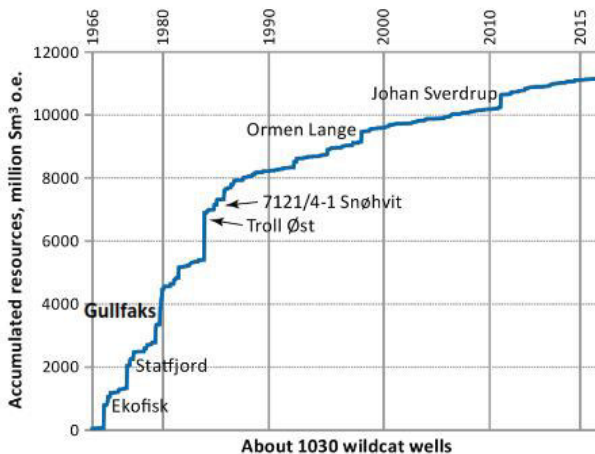
4. La consolidación del sector a partir de los años 90

Durante casi toda la década de los años 90 los precios del petróleo se mantuvieron estables entre los 15-20 dólares/barril, salvo el período de la Guerra del Golfo en 1990-1991, cuando se experimentó un ligero incremento de los mismos. Desde 1985 el ritmo de crecimiento de los recursos petroleros acumulados en la PCN ha sido mucho más baja que entre 1970-1985 (figura 1) por la falta de descubrimientos tan sustanciales como las de los años setenta y las nuevas áreas eran físicamente menos accesibles en cuanto a profundidad, condiciones climáti-

cas y distancia desde la costa noruega o los mercados. Aun así, la producción no cesó de crecer en la PCN, sino que se aceleró más que nunca y estuvo acompañado de un impulso inversor (gráficos 2 y 5). Este hecho se explica por el desarrollo de yacimientos que habían sido descubiertos y probados previamente, todos ricos en gas natural, lo que explica el ascenso continuo de la producción de esta materia prima: Troll, Åsgard, Snorre, Heidrun, Sleipner Oeste, Norne, Visund, Gullfaks-Sur y Balder (Al Kasim, 2006). Este incremento de la producción de petróleo y gas también fue acelerado por un nuevo enfoque hacia la política concesionaria. En los años 70 y 80 las autoridades trataron de controlar la actividad en la PCN -poniendo una cota a la producción y a las inversiones- para evitar que el desarrollo frenético del sector se trasladase al resto de la economía causando sobrecalentamiento económico. Pero a partir de finales de los años ochenta las autoridades dejaron sus intentos de poner barreras al ritmo de la actividad petrolera ante los escasos éxitos conseguidos y aceleraron las rondas de licitaciones para estimular una economía afectada por los bajos precios del crudo, la crisis bancaria de finales de los ochenta y la crisis que afectó a Europa a inicios de los años 90.

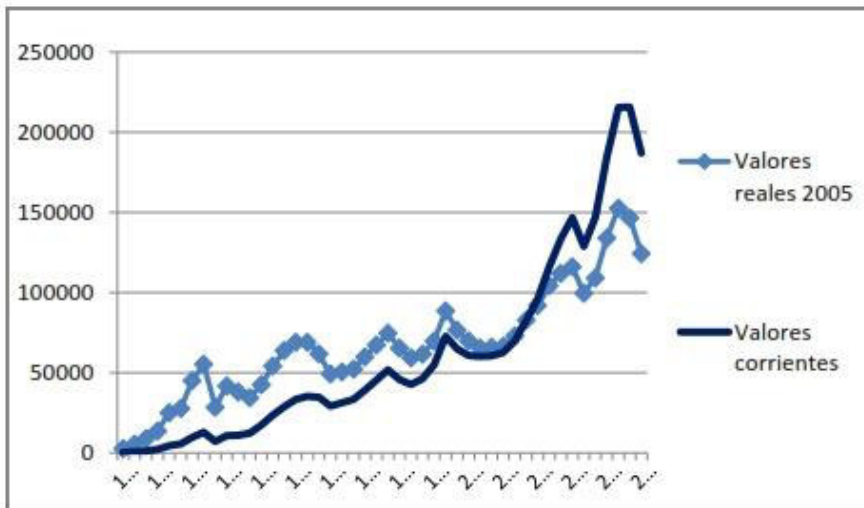
A lo largo de los años noventa, el sector se consolidará adoptando los rasgos que actualmente presenta. En concreto, en estos años se establecerá un nuevo marco fiscal, el programa NORSOK, la integración europea, la privatización parcial de Statoil y la fusión de las operadoras privadas.

Figura 1. Recursos hidrocarburíferos acumulados en la PCN, en millones de Sm³, 1966-2015.



Fuente: NPD.

Gráfico 5. Formación bruta de capital fijo en la industria petrolera, en miles de millones de NOK, 1970-2015.



Fuente: SSB (2016)

4.1. Un nuevo marco fiscal.

En 1992 tuvo lugar una gran reforma fiscal que afectó a toda la economía. Antes de 1992 el tipo del impuesto sobre el beneficio de las empresas, el (*ordinary*) *Corporate Tax*, que operaban en Noruega era del 50,8% y tenía muchas lagunas fiscales en forma de deducciones complejas. La reforma tuvo como finalidad crear un sistema neutral para el gobierno. Se redujo el tipo del impuesto hasta el 28% y se simplificó el sistema de deducciones para que fuese basada en el flujo de caja en cuanto al tratamiento de costes. Sin embargo, las petroleras no percibieron una reducción sustancial de su tipo marginal, pues la reducción del impuesto general se vio compensado con el aumento del tipo del IEAP, que pasó del 30% al 50%, por lo que el tipo marginal quedó en el 78 %, tan solo 2,8 puntos porcentuales menos que antes y se eliminaron ciertas deducciones fiscales anteriores. Lo que sí favoreció a las petroleras fue la retirada progresiva del pago de *royalties* desde el año 1986, ya que se consideraba que incentivaban el abandono prematuro de yacimientos al representar un coste fijo para las empresas. En 2014 hubo una bajada del IS al 27% y el IEAP se ajustó al 51% para que el tipo marginal conjunto siguiese en 78%. Lo mismo sucedería en 2016 cuando el IS se redujo al 25% y el IEAP se elevó al 53%.

Durante los años 2000 se aprobaron una serie de medidas para atraer nuevos agentes al sector y eliminar barreras de entrada sobre todo para firmas más pequeñas (ver Jansen y Bjerke, 2011 y Aarsness y Lindgren 2012). Primero, desde 2001 se permite el traslado de pérdidas de ejercicios fiscales previos de forma indefinida, y actualizadas a un tipo de interés libre de riesgo fijado por el Ministerio de Finanzas. Su objetivo es garantizar el tratamiento equitativo de las empresas que operan en la PCN, tanto las que ya están en posición fiscal (con beneficio neto), como las nuevas que todavía operan con pérdidas. En segundo lugar, desde 2005 se introdujo el reembolso del valor fiscal de los costes de exploración para nuevas empresas que no tuviesen éxito a

la hora de encontrar yacimientos viables. Con esta medida se redujo el riesgo de las nuevas empresas que tenían garantizado el reembolso del 78% de sus costes de exploración cada año y no solamente cuando hubieran alcanzado posición fiscal. Y, en tercer lugar, en 2002 se aprobó un sistema de depreciación especial para las instalaciones destinadas a la conversión gas en gas natural licuado (GNL), con el objetivo de acelerar el desarrollo de proyectos en las aguas más septentrionales del país, casi en el mar de Barents, más concretamente el proyecto de Snøhvit, no carentes de condiciones climáticas y geológicas adversas. Para dichos proyectos, el período de amortización se fijó en solo tres años en vez de en seis.

4.2. La necesidad de eficiencia de costes: el programa NORSOK.

La caída de los precios del petróleo reveló la vulnerabilidad del sistema tecnológico *offshore* aplicado en el mar del Norte y la falta de alternativas: la tecnología Condeep y el fomento de contenido local resultaban más difícil de sostener en un entorno de precios bajos. Además, el empeño de las petroleras noruegas de expandirse en aguas extranjeras les expuso a un entorno muy competitivo. En septiembre de 1993 el ministro de Petróleo y Energía, Finn Kristiansen anunció un plan para reducir los costes de operación en la PCN, llamado Posición Competitiva del Sector Noruego (*Norske sokkels konkurranseposisjon* –NORSOK), destinado a reducir los costes a la mitad en un período de 25 años (Ryggvik, 2013). Fue un proyecto ambicioso inspirado en el británico *Cost Reduction for the New Era* (CRINE), ya que las operadoras del Reino Unido también sufrieron ineficiencias y baja rentabilidad. El objetivo de NORSOK era dar mayor autonomía a las operadoras y proveedores para la firma de contratos de ingeniería, construcción y adquisición.

Otro punto crucial fue el desarrollo de patrones comunes para facilitar el ensamblaje de componentes tecnológicos, puesto que la tecnología Condeep era poco estandarizable (Engen, 2002). El resultado fue una mayor competencia entre los proveedores que tendían a usar

una tecnología más parecida y la firma de contratos más largos entre éstos y las operadoras, aunque no fue un proceso fácil reducir los costes a corto plazo debido a que las inversiones eran irreversibles, las firmas se adaptaron lentamente a los cambios y los intereses de los grupos de presión o partidos políticos persistieron. Dicha liberalización también se vio reforzada por la entrada de Noruega en el EEE, que exigió la supresión de trabas y medidas proteccionistas como detallaremos en el apartado siguiente.

4.3. La integración europea y el sector del petróleo y gas.

Noruega fue uno de los miembros fundadores de la Asociación Europea de Libre Comercio (EFTA en sus siglas en inglés), establecida en 1960 como una zona de libre cambio –aunque sin incluir los productos agrícolas y pesqueros- que solo se diferenciaba de la CEE por la tarifa aduanera exterior común, y por tanto cada miembro de esta última quedaba libre de establecer derechos aduaneros frente a terceros países. A lo largo de los años la mayoría de sus miembros se iban adhiriendo a la CEE o a la UE, por lo que en la actualidad solo cuenta con cuatro miembros y escasa influencia: Noruega, Islandia, Liechtenstein y Suiza. Cuando Suecia y Finlandia expresaron su deseo de entrar en la UE las autoridades noruegas también solicitaron el ingreso pero antes habían decidido firmar un acuerdo que implicaba mayor integración con los países de la UE en 1994, al menos en el terreno económico, por si la entrada a la UE fuera rechazada: el EEE.

Tanto Noruega como Islandia y Liechtenstein apostaron por un mayor grado de integración para ampliar sus mercados. EL EEE les dio oportunidad de acceder al Mercado Común mediante la libre circulación de bienes, servicios, personas y capitales, excepto en el sector agrario y pesquero. Pero también implicó la cesión de soberanía en una serie de competencias en cuanto a la política de competencia, transporte, energía, medio ambiente, I+D, cooperación económica y monetaria, y protección de los consumidores. En esencia es una relación asi-

métrica, los países EEE aceptan la legislación de la Comisión Europea –que pueden vetar pero hasta ahora Noruega no ha ejercido ese derecho- pero tiene escasa posibilidad de participar en la toma de decisiones al no ser miembros exactos (Einhom, 2002).

El sector del petróleo y gas sí se vio influido por la legislación del EEE a través de la política de competencia y energética, que condicionaron la capacidad emprendedora y reguladora del Estado noruego. Los cambios fueron los siguientes:

1. Fueron eliminadas las medidas discriminatorias a favor de las firmas noruegas en el reparto de en las rondas de licitaciones de la industria petrolera. Los contenidos mínimos locales y los privilegios de Statoil ya fueron aboliéndose tras la caída de los precios de 1986 y ahora había que deshacerse de los acuerdos tecnológicos.
2. Siguiendo las directivas europeas sobre el gas, se eliminó el sistema de ventas basado en el GFU-FU, debido a que excluía de la decisión efectiva a las empresas extranjeras y se introdujo un régimen en el que los contratos de debían firmar directamente entre productores y compradores individuales (Austvik, 2009, y Claes, 2002b).
3. Se introdujo el principio de Acceso a Terceros (*Third Party Access-TPA*), cuyo objetivo era facilitar el acceso a los sistemas de transporte vía oleoductos y gasoductos tanto a productores como a consumidores, independientemente de su origen. Antes el transporte, distribución y venta estaban en manos de grandes monopolios europeos, como GDF, ENI, Repsol, Ruhrgas o Statoil que operaban con grandes márgenes de beneficio. El objetivo era acabar con dichos monopolios y convertirlos en meros transportistas que cobrarán márgenes normales y así crear un mercado europeo de gas natural abierto. El sistema de transporte se abrió a terceros, Statoil dejó la gestión y se estableció una nueva empresa llamada Gassco, 100% pública que no es la propietaria, solo la gestora. Los propietarios se organizaron en una *joint-venture* en 2003, llamada Gassled.
4. Por último, se prohibió poner restricciones cuantitativas a las exportaciones de hidrocarburos como estrategia de incremento de precios y aliarse con Rusia o la OPEP para perseguir el mismo fin.

La integración en el EEE supuso la reducción del poder de control del Estado noruego sobre la organización de la industria hidrocarburífera y su concepción de protección a la industria naciente. Sin embargo, la industria noruega de operadoras y proveedores ya era competitiva cuando se abandonaron los apoyos a la industria naciente, por lo que ya se podía “retirar la escalera” siguiendo el razonamiento de Chang (2004). Así, los proveedores noruegos protagonizaron un proceso de expansión internacional: mientras que en 1995 solo el 27% de sus ingresos procedía de actividades fuera de la PCN, en 2014 la cifra fue del 37% y fue el segundo mayor sector exportador del país tras la exportación de hidrocarburos crudos (NPD, 2016). Empresas como Subsea 7, Aker Solutions, Smedvig o FMC Kongsberg son algunos de los líderes en las soluciones submarinas, cuyos principales mercados internacionales fueron Corea del Sur, Reino Unido, Brasil y EEUU (NPD y Ernst and Young, 2016)⁸. Parte de esa expansión internacional estuvo relacionada directamente con la internacionalización de Statoil, que seguía siendo uno de los empleadores principales, pero la otra parte se debe a los contratos firmados por ETN y NOC de otros países (Ryggvik, 2013). Este sector ha conseguido emplear a más personas que la actividad directamente relacionada a la extracción: mientras que en 1995 solo empleó a 4.400 personas, en 2015 la cifra fue de 30.700, 1300 más que el sector extractor.

4.4. La privatización parcial de Statoil.

Durante 25 años la propiedad estatal de Statoil fue un hecho incuestionable y el modelo de operadores se basaba en la combinación de tres empresas: una totalmente pública, Statoil, la semipública Hydro y la totalmente privada Saga. Era un reflejo de la diversidad del sector pero con un amplio control estatal. Sin embargo, la caída de los precios del crudo en 1986, la persistencia de precios bajos a lo largo de los años 90 y la maduración de los yacimientos de la PCN empujaban a las empresas al exterior

⁸ Sobre el *cluster* de los proveedores *offshore* en Noruega, consultar Sasson y Blomgren (2011), Leskinen et al., (2012), Andersen (2014).

en busca de zonas que pudiesen aportar ingresos en el futuro. El carácter 100 % público de Statoil dificultaba su proceso de internacionalización debido a que ponía barreras a la obtención de financiación externa, a la búsqueda de socios foráneos y a la realización de fusiones y adquisiciones en un entorno altamente competitivo. En agosto de 1992 fue presentada una primera propuesta sobre la reestructuración de Statoil en el que recomendó la refusión de la NOC con el SDFI tan solo siete años después de su separación. El director ejecutivo, Norvik, se dedicó a fortalecer el capital propio de Statoil, aumentando la ratio de capital propio desde un 12 % hasta alcanzar un 35 % mediante un menor reparto de dividendos, que recibió el apoyo del Ministerio de Petróleo y Energía. La otra iniciativa de Norvik fue la búsqueda de un socio experimentado en los mercados internacionales que le guiara en su primera aventura en aguas foráneas. Así, se firmó un acuerdo de asociación con BP en agosto de 1990. La alianza permitió a Statoil ganar acceso al mercado *upstream* de Kazakstán, Azerbaiyán, Vietnam, China, Angola o Nigeria. BP esperaba acceder al gas natural noruego mediante su asociación pero al final el gobierno no estaba dispuesto a ello, por lo que la alianza benefició más a la NOC noruega que a BP (Thurber e Istad, 2012). La alianza acabó en 1999 cuando BP se fusionó con Amoco y fue claramente ventajosa para Statoil al ganar experiencia en países productores de petróleo como Angola o Azerbaiyán.

Al mismo tiempo, fue planteada la cuestión de la propiedad de Statoil. En marzo del 2000 se eligió un gobierno laborista y se abrió un debate intenso sobre el porcentaje del capital de Statoil a privatizar y los activos que debían ser transferidos desde el SDFI (Lie, 2011). En abril de 2001 el Parlamento finalmente acordó que un tercio de Statoil podía estar en manos privadas y vender un 21,5 % del SDFI -15 % a Statoil y un 6,5 % a Hydro y otras empresas. Los directivos de Statoil esperaban poder hacerse con una porción mayor del SDFI, pero al final tuvieron que conformarse con esa cifra y pagar 38,4 miles de millones de NOK, por lo que no fue ningún regalo (Lerøen, 2002).

A su vez, se privatizó el 18 % de Statoil. Así, debido a que Statoil dejó de ser 100% pública, las autoridades decidieron establecer un sistema alternativo a la gestión de los activos restantes del SDFI y los gasoductos. En 2001 se creó Petoro, una empresa 100% estatal que relevó a Statoil como gestor de los activos del SDFI. Se trata de un holding estatal, cuyos fondos provienen de los presupuestos generales, pero no tiene propiedad en los activos del SDFI, ni capacidad operativa, por lo que se asemeja al concepto que tuvo el gobierno de Borten en 1970 sobre la empresa petrolera pública (Thurber e Istad, 2012). También se estableció Gassco como la operadora 100 % pública del sistema de gasoductos de la PCN, que no tiene propiedad sobre ello.

4.5. La fusión de las operadoras petroleras.

Los precios del crudo permanecieron bajos durante los años 90 por la sobreoferta en un mercado de demanda estancada, pero alcanzaron sus mínimos en 1998: en diciembre de 1998 se pagaba apenas 10 dólares/barril y en los mercados de futuros se imponían expectativas a la baja. Ante dicho panorama las compañías petroleras buscaron consolidar sus operaciones y desarrollar economías de escala y la vía elegida fueron las fusiones y adquisiciones. Las primeras megafusiones fueron las de BP-Amoco y Exxon-Mobil, anunciadas en 1998, y que fueron seguidas de otras operaciones similares, como la de Chevron-Texaco-Unocal (2000-2005), Conoco-Phillips-Burlington (2002-2006) o Arco-Brumah (1998-2000).

En Noruega la primera “víctima” de dicha tendencia fue la privada Saga, que había completado de forma exitosa su rol como operadora del campo de Snorre con una solución tecnológica novedosa, pero que fue el principio de su ocaso (Nordås, 2000). En su capital participaron tanto Hydro (15%), Statoil (12%), como empresas extranjeras como Total o Elf. En 1996 había realizado la adquisición de la kuwaití Santa Fe enmarcado en su estrategia de internacionalización, pero que resultó ser menos rentable de lo esperado y dañó sus finanzas. Los bajos precios del petró-

leo exacerbaron sus dificultades económicas. Para sanearse, necesitaba un “caballero blanco” y negoció en 1998 tanto con Shell, como con la germana RWE-Dea, como con Elf y que contó con el visto bueno de los empleados. Sin embargo, el gobierno vio con malos ojos la posibilidad de que Saga acabase en manos extranjeras y Hydro aprovechó la ocasión para lanzar una contraoferta de adquisición en primavera de 1999, que fue bien recibida por los políticos pues aseguraba el carácter plenamente noruego de la empresa y la permanencia de su centro en el país. Statoil estaba más pendiente de sus problemas internos tras el escándalo de Åsgard y su propuesta de privatización, por lo que no expresó su deseo de adquirir a Saga, aunque llegó a un acuerdo con Hydro de quedarse con un cuarto de las licencias de Saga, mientras que Hydro obtenía tres cuartos.

Según Ramm (2009), los directivos de Statoil ya barajaron una fusión con Hydro tras la salida a Bolsa, que fue una opción potencial interesante también para el primer ministro Stoltenberg, pero Hydro no estaba interesado tras la adquisición de Saga y se concentró en sus operaciones de internacionalización y desintegración. Hydro era un conglomerado industrial que se dedicaba a tres sectores: la producción de fertilizantes, de aluminio y a los hidrocarburos. En marzo de 2004 la división de fertilizantes se separó formando la empresa Yara y se deseaba realizar lo mismo con las otras dos divisiones en dos compañías, pero en el sector petrolero necesitaba adquirir mayor tamaño mediante una fusión o adquisición (Olsen, 2014). El primer intento fue una fusión con Centrica a principios de 2005, una empresa de producción y transmisión de gas procedente del Reino Unido, pero la operación falló por razones puramente comerciales. En 2005 adquirió una petrolera estadounidense pequeña llamada Spinaker, que poseía licencias en el Golfo de México y tuvo que pagar un alto precio en efectivo. El problema para Hydro fue la financiación de sus operaciones internacionales sin dinero público, pues el valor de los recursos petroleros descubiertos pero todavía no extraídos era muy bajo por la dificultad y coste de extracción en el mar del Norte-Noruega-Barents en un en-

torno de precios deprimidos (Olsen, 2014). Además, Hydro seguía siendo parcialmente pública y el gobierno rojo-verde no quería reducir su propiedad, lo que puso trabas a su internacionalización. Por tanto, solo tuvo dos opciones si quería crecer en el extranjero: fusionarse con Statoil, o separarse de la división de aluminio pero enfrentarse a un futuro incierto debido a las limitaciones expuestas (Olsen, 2014).

La fusión se anunció en diciembre de 2006 y contó con el incentivo del segundo gobierno de Stoltenberg, propietario mayoritario de ambas empresas. La justificación oficial expuesta por Eivind Reiten, CEO de Hydro, y Helge Lund, el nuevo director ejecutivo de Statoil, fue que la combinación de los activos de ambas empresas conseguiría crear una empresa petrolera noruega potente en los mercados internacionales que conseguiría competir con las macroempresas resultantes de la oleada de fusiones y adquisiciones y los nuevos competidores procedentes de países en desarrollo. Efectivamente, Statoil escaló dos posiciones en el ranking de las petroleras más grandes, desde el puesto 16 al 14 y Hydro del 25 al 14. A parte del tamaño y las economías de escala, se insistió también en la complementariedad de los activos fuera de la PCN, la capacitación de los recursos humanos y el fomento de contratos para el sector proveedor de bienes y servicios, pero no se mencionó la eficiencia de costes por la eliminación de la duplicidad de funciones, algo que suele ser lo normal ante una operación de este calibre (Gordon y Stenvoll, 2008).

Las autoridades y la opinión pública recibieron bien la noticia de la fusión, puesto que creían que las ventajas eran evidentes para ser competitivos en el mercado global. Sin embargo, Gordon y Stenvoll (2008) cuestionan la complementariedad de los activos internacionales de las dos compañías, para ambos el mercado principal era Noruega (un 84% de sus reservas) y en las otras regiones hubo de hecho un solapamiento de operaciones: ambos estaban presentes en el Golfo de México, Brasil, Angola, Irán y Libia. Lo mismo opina Karlsen (2015) y Claes (2002), quien ya cinco años antes de la fusión señaló que una fusión

con Hydro ofrecía escasos activos internacionales para Statoil, ya que Hydro estaba muy concentrada en la PCN, y una alianza con una ETN *upstream* o con una empresa europea de gas en el sector *downstream* habría sido una opción más razonable, aunque también habría demandado mayor privatización. Según Thurber e Istad (2012) Statoil estaba más empeñado en engullir a su rival noruego que en elegir la estrategia más conveniente para su expansión internacional. Las autoridades noruegas, concretamente el gobierno laborista, también apoyaban la fusión con vistas a crear un campeón nacional fuerte y evitar que la división petrolera de Hydro fuera controlada por inversores foráneos, lo que demuestra que el Estado seguía envuelto en el sector con una orientación claramente nacionalista (Olsen, 2014).

Tabla 2. Las 15 mayores empresas productoras de hidrocarburos en la PCN, 2015.

	Mill Sm ³ equivalentes petróleo producidos	Total Licencias	Total Operatividades	Operatividad campos
Statoil	73,27	259	185	139
Petoro	63,36	180	0	0
ExxonMobil	13,47	44	8	4
Total	13,34	95	34	3
Shell	9,75	35	15	4
ConocoPhillips	7,3	39	12	9
Engie	5,8	43	9	1
Eni	5,71	58	17	2
DEA	4,67	71	11	0
Wintershall	4,35	59	33	3
DONG	3,78	24	11	2
Centrica	3,56	39	13	1
BP	3,53	12	12	6
DETNOR	3,49	90	43	8
OMV	2,77	35	5	0

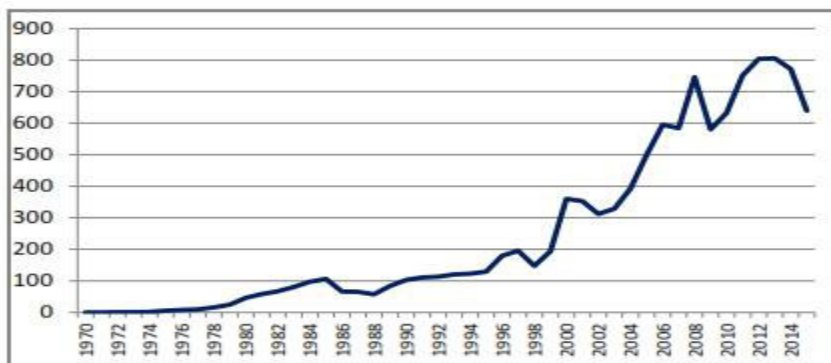
Fuente: Norskipetroleum.

5. Características del sector petrolero en la actualidad

A finales de 2015 un total de 54 empresas petroleras participaban en la PCN produciendo hidrocarburos de un total de 82 campos: 65 en el mar del Norte, dieciséis en el Mar de Noruega y uno en el mar de Barents (Norskpetroleum, 2016). La producción de hidrocarburos alcanzó su cénit en 2004 con casi 258 millones de Sm^3 y a partir de allí ha descendido ligeramente, permaneciendo dentro de una franja de 220-240 millones de Sm^3 anuales (gráfico 2). La producción de petróleo obtuvo su cifra máxima en 2000 y desde entonces ha ido perdiendo peso en el conjunto de hidrocarburos extraídos, pero se vio compensado por el aumento de la producción de gas natural y GNL, que juntos ya superan a la de petróleo desde 2009. No obstante, hay que matizar un hecho: por las cifras de los volúmenes parece que la producción más o menos se ha mantenido estable entre 2005 y 2015, pero no hay que olvidar que el precio del gas natural es menos que el del petróleo, por lo que el valor nominal ha tendido a bajar.

Cuando observamos el valor de la producción, el valor no ha bajado desde 2004, sino justamente subió entre 2004-2007 y 2010-2013 debido al efecto de la escalada de la cotización del crudo. Sí ha experimentado un descenso puntual entre 2008-2009 por el efecto descenso de precios y de volumen, y entre 2014-2015, únicamente por el efecto precios, ya que la producción de hecho aumentó en los últimos tres años (gráfico 6). Este incremento de la extracción a pesar del desplome de precios se debe a que muchos nuevos proyectos –como Atla, Edvard Grieg, Hyme, Ivar Aasen o Knarr- se desarrollaron cuando los precios aún eran altos, y solo comenzaron a producir en los últimos años. La caída en las inversiones desde 2013 que refleja el gráfico 5 solo tendrá efecto en los siguientes años con un retardo. También se especula que las petroleras ven el final de la era del oro negro y pretenden extraer lo máximo posible en el presente, pues su valor descenderá aún más en los próximos 20 años (Bloomberg, 2015).

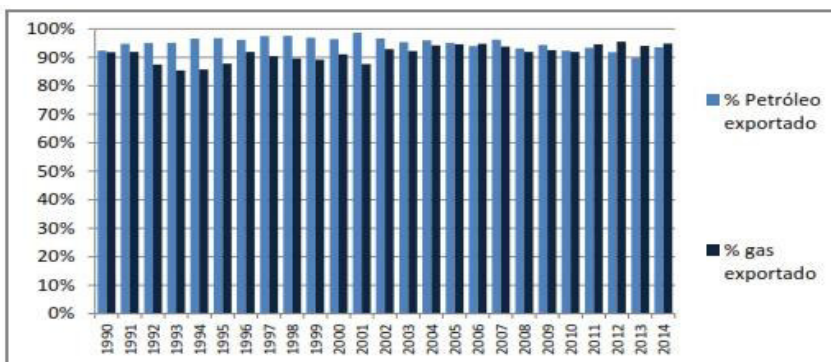
Gráfico 6. Producción anual de hidrocarburos en Noruega en miles de millones de NOK corrientes, 1970-2015.



Fuente: SSB (2016).

De todos los hidrocarburos que se producen en la PCN, solo en torno al 5-10 % se utiliza para el proceso de refino o para plantas de gas dentro del territorio nacional, el resto se exporta como materia prima (gráfico 7). Ello se debe al hecho de que los hidrocarburos se usan en su mayoría como combustibles para el transporte, ya que la mayor fuente de energía es la electricidad, y el 97 % de la electricidad se sigue produciendo mediante la energía hidráulica (Eurostat, 2016).

Gráfico 7. Porcentaje de petróleo y gas exportado de la producción total, 1990-2014.



Fuente: Elaboración propia a partir de Eurostat (2016).

En cuanto a la contribución del sector petrolero al conjunto de la economía, vemos que su peso se ha incrementado desde 1999 hasta 2013. Representó en torno al 45-55 % de las exportaciones, el 20-25 % de las inversiones, un 25-35 % de los ingresos públicos y un 18-25% del PIB (gráfico 3). Estas cifras son también sensibles a las variaciones de la cotización del crudo, como lo demuestran los episodios de 2008-2009 y 2014-2015. En todo caso, vemos que el protagonismo del sector hidrocarbúfero fue mucho mayor en los últimos 14 años que en los años 80 y 90, por lo que la economía se ha vuelto más dependiente de las actividades relacionadas con esta materia prima.

Uno de los agentes económicos que más dependen de los ingresos petroleros, a parte de las petroleras, es el Estado noruego. Como podemos observar en el gráfico 4, la mayor parte de la renta petrolera estatal consiste en los impuestos y en los ingresos netos del SDFI. A partir del inicio de los 90, incluso con precios internacionales todavía bajos, el SDFI comenzó a aportar beneficios a las arcas públicas, se introdujeron los impuestos ambientales por emisión de CO₂ y NO₂, y se ha optado por la eliminación progresiva de los royalties, cuyo peso ha ido menguando hasta desaparecer desde mediados de la década de los 2000. Gracias al incremento de precios a inicios de los 2000, que se mantuvo durante prácticamente toda la década, los ingresos por impuestos recaudados a las petroleras y generados por el SDFI multiplicaron exponencialmente el flujo de caja del Estado procedente de la actividad petrolera. A ello se añadió la privatización de Statoil en 2001, que generó importantes dividendos -el Estado posee actualmente el 67% de sus acciones- especialmente entre el período 2005-2008 y 2013-2014, años en los que la cotización de la empresa se incrementó sustancialmente (Statoil, 2016a). El descenso de los precios del crudo entre 2009-2010 pasó factura a los ingresos estatales en concepto de impuestos y SDFI, reduciéndose el flujo neto de caja del Estado un 35 % entre 2008 y 2010. No obstante, la vuelta a los precios del crudo a una media de 100 dólares por barril entre 2011 y la primera mitad de

2014 volvió a incrementar el flujo neto de caja sobre todo por una mayor recaudación fiscal. Los descensos volvieron en 2014-2015, explicados sobre todo por la caída de los precios del crudo, entre 2013 y 2015 el descenso fue del 38 %.

Dos de los ingresos más importantes para las arcas públicas son los impuestos aplicados a las empresas petroleras. El sistema fiscal actual se asemeja mucho a lo establecido en 1975 y 1992, como se muestra en la tabla 3: se mantiene la deducción de los gastos referentes a exploración e investigación para calcular la base imponible del IS y permanece el estímulo (*uplift*) para el cálculo de la base del IEAP. Entre 2014 y 2016 se redujo el tipo del IS general del 28 % al 27 % y después al 25 % para dar un incentivo a las actividades no petroleras pero el IEAP se ha ido subiendo para que la tasa marginal se quedara en el 78 % como se había fijado en 1992. Los *royalties* se eliminaron completamente, puesto que eran un elemento que no justificaban la neutralidad del sistema fiscal, entendida como aquel sistema bajo el que llevar a cabo una inversión resulta rentable tanto si existe el impuesto, como si no existe, y los *royalties* reducían los ingresos netos después de impuestos por barril pero no el coste por barril, por lo que algunos barriles no se podrían extraer de forma rentable (Lund, 2014).

Adicionalmente, permanecen actualmentelos incentivos a la entrada de nuevas empresas más pequeñas, como el traslado de pérdidas de ejercicios fiscales previos de forma indefinida y el reembolso del valor fiscal de los costes de exploración para las entidades que todavía operasen con pérdidas. Autores como Aarsnes y Lindgren (2012), Lund (2014) y Ryggvik (2015) consideran que dichas medidas, sobre todo el reembolso del 78 % de los costes de exploración significan que es el Estado el que asume el 78 % del riesgo, representa una pérdida de ingresos fiscales pero ha conseguido atraer a nuevas entidades al negocio petrolero entre 2004 y 2011. Para una nueva entrante en la industria, si no encuentra nada, solo pierde el 22 % de los costes de exploración, y si halla hidrocarburos, se beneficia de numerosas deducciones (Olsen,

2014). Sin embargo, un sistema fiscal de este calibre solo puede implantarse en un país petrolero sin problemas financieros y que goza de alta credibilidad, los países en desarrollo endeudados y una gobernanza deficitaria no lo podrían asumir (Lund, 2014).

Tabla 3. Sistema de cálculo de la base imponible IS e IEAP, 2016.

Ingresos operativos (según precios-norma)
- Gastos operativos
- Depreciación lineal de las inversiones (durante 6 años)
- Gastos en exploración, I+D, desmantelamiento, etc.
- Impuestos ambientales y tasas superficiales
- Costes financieros netos
= Base imponible para IS (25%)
- Incentivo (5,5% de las inversiones durante 4 años)
= Base imponible IEAP (53%)

Fuente: Norskipetroleum.

Pese a la entrada de nuevas entidades, la empresa más importante sobre la PCN sigue siendo Statoil, resultado de la fusión Saga-Hydro-Statoil, responsable del 60% de la producción sobre la PCN y vigésima empresa petrolera según la lista de Forbes (2016). Está presente en doce países como productor, aunque Noruega sigue aportando el 69% de sus ingresos y el 62,5% de su producción (Statoil, 2016b). Los otros países importantes son EEUU (6,7% de los ingresos, 12,8% de la producción), Angola (11%-11,5%) y Azerbaiyán (6,7%-3,4%).

El Estado sigue siendo su mayor propietario, con un 67 % de las acciones, y los inversores noruegos privados poseen el 8 %. El resto de su capital se encuentra repartido entre inversores del Reino Unido (8 %), Europa Continental (10 %) y EEUU (10 %) (Statoil, 2016c). A parte de dedicarse a la exploración, producción, transporte, refinado de crudo y licuefacción del gas natural, gestiona una central hidroeléctrica en Mongsstad y en los últimos años se ha aventurado en nuevos negocios, como la

captura y almacenamiento del carbono, con escasos éxitos, y la energía eólica offshore. Según Hansen y Steen (2015) y Lerøen (2015), Statoil y las otras petroleras contemplan a este sector como algo complementario a su actividad principal y sus inversiones son sensibles a la evolución del precio del crudo: cuando baja, canalizan más fondos a los campos eólicos pero en cuanto aumente de nuevo, abandonan estos proyectos.

6. Conclusiones

A lo largo de este trabajo se ha mostrado cómo el sector petrolero noruego nació en medio de una crisis petrolera que incrementó el poder de negociación de los gobiernos de los Estados petroleros. Ello permitió al Estado tomar las riendas del desarrollo de este sector, ya no solo mediante un complejo tejido regulatorio, sino también actuando como un productor a través de Statoil y más tarde vía el SDFI. La fórmula noruega se ha basado en la protección de una industria incipiente mediante cuatro instrumentos encaminados hacia la “norueguización” del sector: i) la formación de mano de obra noruega; ii) los privilegios otorgados para Statoil como el *sliding-scale*, el *carried-interest* o el traspaso de operatividades, que le permitió asegurar la propiedad en los campos más prometedores y sin tener que asumir los costes de exploración; iii) la valoración positiva del empleo de los bienes y servicios de los proveedores locales a la hora de conceder futuras licencias; y iv) el incentivo a la cooperación en materia de I+D entre ETN, la industria noruega e instituciones de investigación a través de los acuerdos tecnológicos. El apoyo a los suministradores locales en la actividad de las empresas petroleras resultó clave: no sólo se fomentó la firma de contratos de suministro, sino que se impulsaron las relaciones más duraderas, que incluían la innovación conjunta y la proliferación de acuerdos. Esta fue una cuestión decisiva orientada a combatir la tendencia de la constitución de enclaves económicos, tan propia de los recursos naturales.

A partir de mediados de los 80 el modelo ha ido pasando por modificaciones debido a los cambios de orientación de la política económica; los bajos precios del crudo, la maduración de los yacimientos y la caída de la URSS, que restaron poder de negociación al Estado, y la incorporación en el EEE. Como consecuencia, el papel del Estado como productor disminuyó en el sector petrolero a favor de un papel más bien regulador. Reflejo de ello fue la despolitización y la privatización parcial de Statoil, la eliminación de los privilegios de Statoil, la abolición del criterio de contratación de proveedores noruegos en las rondas concesionarias y los acuerdos tecnológicos, la supresión del GFU-FU y la autorización del acceso de terceros al sistema de oleoductos y gasoductos de la PCN. No obstante, el potencial (financiero, tecnológico y competitivo) de Statoil y las empresas locales mitigó los efectos de la apertura externa. En efecto, a pesar del giro liberal y la imposición de las directivas de competencia y gasísticas europeas, el Estado noruego sigue manteniendo una influencia amplia sobre la actividad hidrocarburífera, se ha reorganizado de tal forma que su estructura e instrumentos no choquen con la normativa europea, lo que contrasta con la política de privatizaciones emprendida en otros países petroleros occidentales, como el Reino Unido o Canadá. En efecto, en primer lugar el Estado es propietario de 67 % de la empresa resultante de la fusión de Statoil-Hydro-Saga y el 100 % de los campos pertenecientes al SDFI. Además, es el único dueño de Petoro, el holding estatal que gestiona el SDFI, y de Gassco, la entidad administradora del sistema Gassled. Las directivas europeas no ponen objeciones a la existencia de empresas parcial o totalmente públicas, por lo que es un sistema viable. En segundo lugar, el Estado sigue otorgando licencias de exploración y explotación sobre la PCN, aunque debe elegir a los licenciatarios y operadores sin discriminar según criterios de nacionalidad, solo experiencia y competencias tecnológicas y financieras. Pero hoy en día muchos descubrimientos se producen en aguas profundas y condiciones climáticas y geológicas adversas, por lo que va a elegir a la

entidad más capacitada en estas áreas, que la mayoría de las veces es Statoil, máxime en los casos en que no hay más solicitantes. Y, en tercer lugar, el Estado sigue capturando rentas petroleras a través de un impuesto marginal del 78 % sobre las actividades hidrocarburíferas, las rentas netas del SDFI, los dividendos que producen las acciones de Statoil, los impuestos ambientales que en conjunto han representado el 25-35 % de los ingresos públicos entre 2000-2014. Pero además, sigue asumiendo riesgo como un emprendedor, pues es responsable de la financiación de las inversiones del SDFI y ofrece compartir riesgo con los nuevos entrantes a través del reembolso del valor fiscal de los costes de exploración. Los riesgos asumidos se ven reflejados cuando el precio del crudo baja, como en la presente coyuntura, como se observa en la disminución sustancial del flujo neto de caja del Estado procedente de actividades hidrocarburíferas.

En definitiva, ni la integración en el EEE, ni las reformas económicas liberalizadas, ni la llegada de nuevos competidores, ni las oscilaciones de los previos han acabado con el protagonismo estatal en el sector petrolero noruego. De ahí que Noruega sea, siga siendo, un ejemplo que observan muchas economías petroleras en países de América Latina o de África cuando pretenden impulsar estrategias de potenciación de sus sectores hidrocarburíferos y, particularmente, de sus empresas públicas. En ese marco es donde Statoil destaca como el ejemplo que muchas NOC desearían seguir.

Bibliografía

- Aarsness, F. y Lindgren, P. (2012). *Fossil Fuels-At What Cost? Government Support for Upstream Oil and Gas Activities in Norway*. Pöyry Management Consulting/International Institute for Sustainable Development, Ginebra.
- Al-Kasim, F. (2006). *Managing Petroleum Resources: The 'Norwegian Model' in a Broad Perspective*. Oxford Institute of Energy Studies. Oxford.
- Andersen, S. S. (1993). *The struggle over North Sea oil and gas: government strategies in Denmark, Britain, and Norway*. Scandinavian university press, Oslo.

- Andersen, S.S. y Arnestad, M. (1990). "The Taming of the Shrewd: Small State Meet Multinational Oil Companies". En Bergersen, H.O. y Sydnes, A.K. (1990): *Naive Newcomer or Shrewd Salesman? Norway -A Major Oil and Gas Exporter*. The Fridtjof Nansen Institute, Lysaker.
- Austvik, O.G. (1991). "Norwegian Gas in an International Context: The U.S. Embargo of Soviet Gas in 1982". En Austvik (ed.): *Norwegian Gas in the New Europe; How Politics Shape Markets*. NUPI/Vett og Viten, Oslo: 102-120.
- Austvik, O.G. (2009). *The Norwegian State as Oil and Gas Entrepreneur. The Impact of the EEA Agreement and EU Gas Market Liberalization*. VDM Verlag, Saarbrücken.
- Austvik, O.G. (2012). "Landlord and Entrepreneur: The Shifting Roles of the State in Norwegian Oil and Gas Policy". *Governance: An International Journal of Policy, Administration, and Institutions* 25 (2): 315-334.
- Bloomberg (2015). *Norway Opens Production Tap as Crude Collapse Erodes Revenue*. 14/10/2015.
- Cappelen, Å. y Mjøset, L. (2009). "Can Norway be a Role Model for Natural Resource Abundant Countries?" *WIDER Research Paper* 23, World Institute for Development Economic Research, United Nations University, Helsinki.
- Chang, H.J. (2004). *Retirar la escalera. La estrategia del desarrollo en perspectiva histórica*. Los Libros de la Catarata, Madrid.
- Claes, D.H. (2002a). "Statoil-between Nationalisation, Globalisation and Europeanisation". *ARENA Working Paper* 02/34, Oslo.
- Claes, D.H. (2002b). "The Process of Europeanization: Norway and the Internal Energy Market". *Journal of Public Policy* 22 (3): 299-323.
- Dam, K.W. (1965). "Oil and Gas Licensing and the North Sea". *Journal of Law and Economics* 8: 51-75.
- Dam, K.W. (1976). *Oil Resources: Who Gets What How?* University of Chicago Press, Chicago.
- Einhom, E. (2002). "Just Enough ("Lagom") Europeanization. The Nordic States and Europe". *Scandinavian Studies* 74 (3): 265-286.
- Engen, O.A (2002). *Rhetoric and Realities: the NORSOK Programme and Technical and Organizational Change in the Norwegian Petroleum Complex*. Tesis Doctoral, Universidad de Bergen.

- Engen, O.A. (2007). "The Development of the Norwegian Petroleum Innovation System. A Historical Overview." *TIK Working paper on Innovation Studies* No. 2007/06/05, Oslo.
- Ernst and Young (2016). *The Norwegian oilfield services analysis 2015*. Oslo
- Eurostat (2016). Eurostat Database. Disponible en: <http://ec.europa.eu/eurostat/data/database> Último acceso 11/10/2016
- Gassco (2016). Pipelines and Platforms. Disponible en: <http://www.gassco.no/en/our-activities/pipelines-and-platforms/>. Último acceso el 17/09/2016.
- Forbes (2016). World's Biggest Oil and Gas Companies in 2016. Disponible en: <http://www.forbes.com/pictures/flhm45edljk/the-worlds-largest-oil/#2943f8d2375e> . Último acceso: 25/09/2016.
- Gately, D. (1986). "Lessons from the 1986 Oil Price Collapse". *Brookings Papers on Economic Activity*, 2: 237-284.
- Gora, J. V. (2012). *Why is Norway NOT a Member of the EU? A Literature Review*. Master's Thesis in Sociology, Institut für Soziologie, Freie Universität, Berlin.
- Gordon R. y Stenvoll T. (2007). "Statoil: a Study in Political Entrepreneurship". *Case Study Series: The Changing Role of National Oil Companies in International Energy Markets*. James A. Baker III Institute for Public Policy, Rice University, Houston.
- Hansen, T.B. (1999). *Companies' Adaptation to Host-Government research and Development Requirements: The Foreign Oil Companies Under the Norwegian Technology Agreements*. The Research Council of Norway, Oslo.
- Hansen G. H. y Steen M. (2015). "Offshore oil and gas firms' involvement in offshore wind: technological frames and undercurrents". *Environmental Innovation and Societal Transitions* 17: 1-14.
- Heum, P. (2008). "Local Content Development-Experiences from Oil and Gas Activities in Norway". *SNF Working Paper* 02/08, Bergen.
- Jansen. J.B. y Bjerke, J. (2011). *Norwegian Petroleum Taxation*. BA-HR Tax Group, Oslo.
- Kristoffersen, B. (2014). "Securing' Geography: Farmings, Logics and Strategies in the Norwegian High North". En Powell, R. y Dodds, K. (ed.), *Polar Geopolitics: Knowledges, Resources and Legal Regimes*, Edwald Elgar, Cheltenham.
- Lerøen, B. V. (2002). *Drops of Black Gold: Statoil 1972-2002*. Statoil. Stavanger.

- Lerøen, B. V. (2007). *34/10 Oil in the Norwegian Way -A Story of Boldness*. Statoil. Stavanger.
- Lerøen, B. V. (2010). “10 Commanding Achievements”. En NPD (2010): *The Norwegian Continental Shelf* No. 2/2010, Stavanger.
- Leskinen, O., Brekken, P.K., Razafinjatovo, H. y García, M. (2012). *Norway. Oil and Gas Cluster: A Story of Achieving Success through Supplier Development*. Harvard Business School, Harvard.
- Lie, E. (2011). “The Norwegian State and the Oil Companies”. En Beltran, A. (ed.): *Oil Producing Countries and Oil Companies*. Peter Lang Publishing Group, Bruselas: 267-286.
- Lund, D. (2014). “State Participation and Taxation in Norwegian Petroleum: Lessons for Others?” *Energy Strategy Reviews* 3: 49-54.
- Lynch, M. (1992). “The Fog of Commerce. The Future of Long-Term Oil Market Forecasting”. *Cambridge MA: Centre for International Studies Working Paper* C92/5, MIT, Cambridge
- Nelsen, B.F. (1991). *The State Offshore: Petroleum, Politics and state Intervention on the British and Norwegian Continental Shelves*. Ed. Praeger, Nueva York.
- Nelsen, B.F. (1992). “Explaining Petroleum Policy in Britain and Norway, 1962-90”. *Scandinavian Political Studies* 15 (4):307- 328.
- Nordås, H.K. (2000). “The Snorre Field and the Rise and Fall of Saga Petroleum”. *Chr. Michelsen Institute Development Studies and Human Rights Working Paper* 2000: 16, Bergen.
- Noreng, Ø. (1980). *The Oil Industry and Government Strategy in the North Sea*. Ed. Croom Helm, Boulder (Colorado).
- Norskpetroleum (2016). Everything you need to know about Norwegian petroleum activities. Disponible en: <http://www.norskpetroleum.no/en/> . Último acceso 11/10/2016
- NPD (2010). *Resource Report 2009*. Stavanger.
- NPD (2014). *Facts 2014. The Norwegian Petroleum Sector*. Stavanger.
- NPD (2016). Fact Pages. Disponible en: <http://factpages.npd.no/factpages/> . Último acceso 11/10/2016
- Osmundsen, T. (1981). *Gjøkungen. Skal Statoil Styre Norge?* Aventura, Oslo.
- Osmundsen, P. (2009). Time Consistency in Petroleum Taxation –The Case of Norway. University of Stavanger Working Paper 2009/18, Stavanger.

- Palazuelos, E. (2011). *Mercados Internacionales de Petróleo y Relaciones de Poder*. Seminario de Postgrado en Economía Internacional y Desarrollo, Universidad Complutense de Madrid
- Parra, F. (2004). *Oil Politics. A Modern History of Petroleum*. Tauris, Londres.
- Ramm, H.H. (2009). “The Demise of the Norwegian Diversity Paradigm: Innovation vs. Internationalization in the Petroleum Industry”. En Fermann, G. (ed.): *Political Economy of Energy in Europe. Forces of Integration and Fragmentation*. Berliner Wissenschafts-Verlag, Berlin.
- Richardson, J. J. (1981). “Problems of Controlling Public Sector Agencies: The Case of Norwegian Oil Policy”. *Political Studies* 29(1): 35-50.
- Ryggvik, H. (2010). *The Norwegian Oil Experience: a Toolbox for Managing Resources?* Centre for Technology, Innovation and Culture (TIK). University of Oslo, Oslo.
- Ryggvik, H. (2013). *Building a Skilled National Offshore Oil Industry. The Norwegian Experience*. NHO y Royal Norwegian Ministry of Foreign Affairs, Oslo.
- Ryggvik, H. (2015). “A Short History of the Norwegian Oil Industry: From Protected National Champions to Internationally Competitive Multinationals”. *Business History Review* 89 (1): 3-41.
- Ryggvik, H. y Kristoffersen, B. (2015). “Heating Up and Cooling Down the Petrostate: The Norwegian Experience”, en T. Princen, J. P. Manno, y P. L. Martin (ed.), *Ending the Fossil Fuel Era*. MIT Press, Cambridge (MA).
- Sasson, A. y Blomgren, A. (2011). “Knowledge Based Oil and Gas Industry”. *Research Report 3/2011*, BI Norwegian Business School, Department of Strategy and Logistics. Oslo.
- SSB (2016). Statbank. Disponible en: <http://www.ssb.no/en/statistikbanken> . Último acceso 11/10/2016
- Tenold, S, (2000). *The shipping crisis of the 1970s: causes, effects and implications for Norwegian shipping*. Tesis Doctoral, NHH, Bergen.
- Thurber, M. C. e Istad, B. T. (2010). *Norway's Evolving Champion: Statoil and Politics of State Enterprise*. Program on Energy and Sustainable Development. Stanford University. Stanford.
- Thurber, M. C.; Hults, D. y Heller, P. R. P. (2011). “Exporting the 'Norwegian Model': The Effect of Administrative Design on Oil Sector Performance”. *Energy Policy*, 39 (9): 5366-5378.

- Turner, L. (1978). *Oil Companies in the International System*. Ed. George Allen and Unwin, Londres.
- Wolf, C. y Pollitt, M.G. (2008). "Privatising national oil companies: assessing the impact on firm performance". *Cambridge Judge Business School Working Paper* 02/2008.
- Yergin, D. (1991). *The Prize: The Epic Quest for Oil, Money, and Power*. Simon & Schuster, Nueva York.

Agradecimientos

Queríamos dar las gracias al programa *NILS Science and Sustainability (EEA Grants)* por haber financiado dos estancias de investigación en la Universidad de Oslo (UiO) y en la Escuela de Economía y Negocios de Noruega (NHH), así como a los profesores Helge Ryggvik (UiO) y Per Heum (NHH) por sus valiosos comentarios y orientaciones.